



Leitfaden

Klimaberichterstattung und Dekarbonisierung

Empfehlungen für Schweizer Energieversorgungs-
unternehmen (EVU)

BCO2 – CH 2026

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

Autorinnen und Autoren der Erstausgabe (Teil 1), Version 2025

Vorname Name	Firma	Funktion
Sébastien Batou	SIG	Mitglied der Arbeitsgruppe
Michela Bosia	AIL	Mitglied der Arbeitsgruppe
Gierina Cathomas	Repower	Mitglied der Arbeitsgruppe
Maxim Dikov	AEW	Mitglied der Arbeitsgruppe
Ezio Festini	SAK	Mitglied der Arbeitsgruppe
Stefan Frehner	Primeo Energie	Mitglied der Arbeitsgruppe
Kathrin Hofer	Swissgrid	Mitglied der Arbeitsgruppe
Urs Schön	ewz	Mitglied der Arbeitsgruppe
Remo Sigg	BKW	Mitglied der Arbeitsgruppe
Vidursika Visuvalingam	Axpo	Mitglied der Arbeitsgruppe
Cornelia Wolf	EKZ	Mitglied der Arbeitsgruppe
Mireille Salathé	VSE	Mitglied der Arbeitsgruppe
Martin Rüdisüli	VSE	Berechnung/ Modellierung Emissionsfaktor Verbraucherstrommix CH

Beratung

Infras AG (Fachliche Unterstützung Teil 1 Treibhausgasbilanzierung)

Autorinnen und Autoren der Erstausgabe (Teil 2), Revision Teil 1, Version 2026

Vorname Name	Firma	Funktion
Sébastien Batou	SIG	Mitglied der Arbeitsgruppe
Michela Bosia	AIL	Mitglied der Arbeitsgruppe
Gierina Cathomas	Repower	Mitglied der Arbeitsgruppe
Maxim Dikov	AEW	Mitglied der Arbeitsgruppe
Ezio Festini	SAK	Mitglied der Arbeitsgruppe
Stefan Frehner	Primeo Energie	Mitglied der Arbeitsgruppe
Kathrin Hofer	Swissgrid	Mitglied der Arbeitsgruppe
Martin Pranjic	Axpo	Mitglied der Arbeitsgruppe
Urs Schön	ewz	Mitglied der Arbeitsgruppe
Remo Sigg	BKW	Mitglied der Arbeitsgruppe
Caroline Von Mering	EKZ	Mitglied der Arbeitsgruppe
Cornelia Wolf	EKZ	Mitglied der Arbeitsgruppe
Thomas Gascou	Alpiq	Unterstützung Kap. 4.3.3 Speichertechnologien
Mireille Salathé	VSE	Mitglied der Arbeitsgruppe



Chronologie

Mai 2024 - März 2025	Erarbeitung von Teil 1 in der Arbeitsgruppe
Mai 2025 - Juli 2025	Vernehmlassung von Teil 1 bei betroffenen Kommissionen, Interessensgruppierungen und Branchenmitgliedern
28.08.2025	Verabschiedung von Teil 1 durch Geschäftsleitung
September 2025	Orientierung Vorstand
Mai 2025 - April 2026	Erarbeitung von Teil 2 in der Arbeitsgruppe, Anpassung von Teil 1, Streichung Anhang 1 Emissionsfaktoren
Mai - Juni 2026	Vernehmlassung von Teil 2 und Anpassungen von Teil 1 bei betroffenen Kommissionen, Interessensgruppierungen und Branchenmitgliedern
17.08.2026	Verabschiedung Version 2026 durch Geschäftsleitung
01.09.2026	Orientierung Vorstand

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

Der VSE verabschiedete das Dokument am 17.08.2026.

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	6
Einleitung	7
1. Regularien und Standards	10
1.1 Übersicht	10
1.2 Erläuterungen	12
1.3 Weitere Standards	14
Teil 1: Treibhausgasbilanzierung	16
2. Grundlagen	16
2.1 Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol)	16
2.2 Standards und Guidance des GHG Protocol	16
2.3 Grundprinzipien der THG-Bilanzierung	17
3. Bilanzierungsgrenzen	18
3.1 Bilanzierungsgrenzen gemäss GHG Protocol	18
3.1.1 Organisatorische Bilanzierungsgrenze (Konsolidierungsansatz)	18
3.1.2 Operative Bilanzierungsgrenze (Scope)	18
3.2 Bilanzierungsgrenzen von EVU	19
3.2.1 Definition operative Kontrolle	21
3.2.2 Spezialfall: Operative Kontrolle bei Partnerwerken	22
4. Emissionsquellen eines EVU	23
4.1 Emissionen entlang der Wertschöpfungskette	23
4.2 Scope 1	25
4.2.1 Relevante Emissionsquellen EVU	25
4.2.2 Weitere Erläuterungen zu einzelnen Emissionsquellen	28
4.3 Scope 2	29
4.3.1 Berechnungsmethoden Scope 2: Location-based vs. Market-based	29
4.3.2 Relevante Emissionsquellen EVU	30
4.3.3 Weitere Erläuterungen zu einzelnen Emissionsquellen	31
4.4 Scope 3	34
4.4.1 Relevanzeinschätzung für EVU	34
4.4.2 Berechnungsansätze	36
4.4.3 Signifikante Scope 3 Kategorien EVU	36
5. Emissionsfaktoren	42
Teil 2: Klimaziel und Fahrplan Netto-Null	44
6. Grundlagen	44
6.1 Warum ein Klimaziel setzen?	44
6.2 Regulatorische Anforderungen an Klimaziele und Fahrplan Netto-Null	44
7. Erarbeitung von Klimazielen und Fahrplänen in Richtung Netto-Null	45
7.1 Analyse der Emissionsentwicklung (Schritt 2)	48
7.2 Netto-Null Ziel und Absenkpfad (Schritt 3)	49
7.2.1 Umgang mit Restemissionen	52
7.3 Massnahmen (Schritt 4)	54
7.3.1 Massnahmen je Scope	55



7.3.2	Dekarbonisierung Isoliergase	58
7.3.3	Dekarbonisierung der Fahrzeugflotte	60
7.3.4	Bewertung CO ₂ -Fussabdruck bei der Beschaffung (Scope 3)	61
7.4	Integration in Unternehmensstrategie (Schritt 5)	62
7.5	Monitoring und Re-Statements (Schritt 6).....	63
7.6	Berichterstattung (Schritt 7)	65
Anhang 1:	CO ₂ -Emissionen in der Stromkennzeichnung	66
	Quellenverzeichnis	68

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht Regularien und Rahmenwerke im Nachhaltigkeitsbereich	10
Abbildung 2:	Entscheidungsbaum für die Anrechnung der Emissionen durch Gesellschaften (ohne Berücksichtigung des Konzepts einer geteilten operativen Kontrolle gemäss 3.2.1 (4)); grün = ja; rot = nein	22
Abbildung 3:	Wertschöpfungsstufen EVU	23
Abbildung 4:	Energiebezogene Emissionen entlang der Wertschöpfungskette gemäss GHG Protocol Scope 2 Guidance (WRI/WBCSD 2015, Appendix B)	24
Abbildung 5:	Dekarbonisierungsprozess in 7 Schritten	47
Abbildung 6:	Beispiel der Emissionsentwicklung bis 2050 (Quelle: eigene Darstellung, in Anlehnung an senken.io)	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Regularien im Bereich der Klimaberichterstattung und Dekarbonisierung (Stand: Juli 2026)	12
Tabelle 2:	Scope 1, 2 und 3 gemäss GHG Protocol	19
Tabelle 3:	Spezifische Anforderungen der relevanten Regularien an die Bilanzierungsgrenzen	20
Tabelle 4:	Wesentliche Emissionsquellen eines EVU in Scope 1 nach Kategorien	28
Tabelle 5:	Beispiel für die THG-Bilanzierung von Emissionen in eigenen und gemieteten Gebäuden	29
Tabelle 6:	Wesentliche Emissionsquellen eines EVU in Scope 2 nach Kategorien	31
Tabelle 7:	Scope 3 Relevanzmatrix für EVU	36
Tabelle 8:	Wesentliche Emissionsquellen eines EVU in Kategorie 3.1	38
Tabelle 9:	Wesentliche Emissionsquellen eines EVU in Kategorie 3.2	39
Tabelle 10:	Wesentliche Emissionsquellen eines EVU in Kategorie 3.3	40
Tabelle 11:	Wesentliche Emissionsquellen eines EVU in Kategorie 3.11	41
Tabelle 12:	Regulatorische Anforderungen an Klimaziele und Fahrplan Netto-Null	45
Tabelle 13:	Bausteine der Netto-Null Zielsetzung	52
Tabelle 14:	Typische Massnahmen je Scope für EVU	58
Tabelle 15:	Massnahmen zur Dekarbonisierung von Isoliergase	60
Tabelle 16:	Massnahmen zur Dekarbonisierung der Fahrzeugflotte	60
Tabelle 17:	Beispiele für die Bewertung des CO ₂ -Fussabdrucks bei der Beschaffung	62



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).

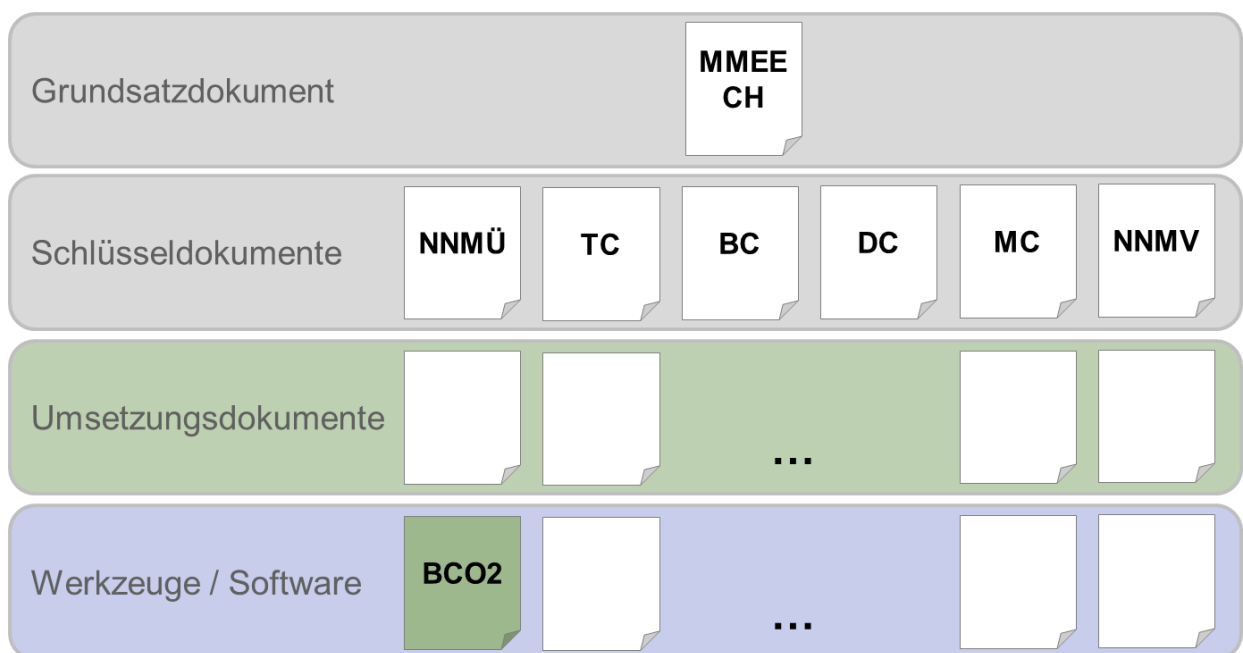
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert

- Grundsatzdokument: Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz (MMEE – CH)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge / Software

Beim vorliegenden Dokument «Leitfaden Klimaberichterstattung und Dekarbonisierung EVU» handelt es sich um ein Werkzeug / Software.

Dokumentstruktur



Einleitung

Die Wichtigkeit und Dringlichkeit der Dekarbonisierung von Unternehmen nimmt zu. Die Schweiz hat sich mit der Ratifikation des Klimaübereinkommens von Paris verpflichtet, die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bis 2030 um 50 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 zu vermindern. Mit dem Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG) werden die internationalen Klimaziele der Schweiz bis 2050 ins nationale Recht aufgenommen. Art. 5 KIG legt fest, dass alle Unternehmen ihren Treibhausgasausstoss bis 2050 auf Netto-Null vermindern müssen. Der Energiesektor ist weltweit einer der zentralen Treiber der Dekarbonisierung, insbesondere durch die Produktion und Verteilung von erneuerbarem Strom und anderen Energieformen. Zudem können Energieversorgungsunternehmen (EVU) durch die Dekarbonisierung innerhalb des eigenen Unternehmens einen Beitrag zur Erreichung der THG-Reduktionsziele der Schweiz leisten.

Unternehmen sind zunehmend verpflichtet, über ihre Aktivitäten und deren Auswirkungen auf Umwelt, Gesellschaft und Unternehmensführung (ESG) zu berichten. Mit dem Ziel von mehr Transparenz und Vergleichbarkeit wird das ESG-Reporting zunehmend reguliert. Seit 2024 müssen grosse Unternehmen in der Schweiz gemäss den Vorgaben des Obligationenrechts zu Transparenz über nichtfinanzielle Belange berichten. Zudem gelten für einige von ihnen die Vorgaben in der EU, namentlich der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD). Die Dringlichkeit einer sorgfältigen Berichterstattung inklusive Zielsetzungen wird erhöht. Insbesondere im Bereich der Klimaberichterstattung machen die Verordnung über die Berichterstattung über Klimabelange in der Schweiz und die European Sustainability Reporting Standards (ESRS) in der EU detaillierte Vorgaben.

Bei der Umsetzung der Klimaberichterstattung und Dekarbonisierung bestehen für EVU Herausforderungen. Die Vorgaben, Standards und Empfehlungen sind teilweise sehr generisch, vereinzelt gar widersprüchlich. Dies führt dazu, dass EVU einen hohen Interpretationsspielraum und -aufwand vorfinden und die THG-Bilanzen der Schweizer EVU nicht in allen Fällen vergleichbar sind. Zudem sind die Berechnungsmethoden zur Bestimmung der THG-Emissionen – insbesondere die zu Grunde liegenden Emissionsfaktoren – je nach Standard unterschiedlich, teilweise nicht transparent und häufig öffentlich nicht zugänglich.

Der vorliegende Leitfaden wurde von Vertreterinnen und Vertretern aus der Branche erarbeitet und richtet sich an Schweizer EVU. Der Leitfaden bezweckt einerseits den erleichterten Einstieg für Unternehmen, die sich der Klimaberichterstattung und Dekarbonisierung neu annehmen. Andererseits dienen Empfehlungen zu branchenspezifischen Themen der Harmonisierung der Berichterstattung innerhalb der Branche, wovon auch Unternehmen mit einer bereits etablierten Klimaberichterstattung profitieren können. Empfehlungen des VSE sind im Leitfaden entsprechend gekennzeichnet und auf der folgenden Seite zusammengefasst. Die Empfehlungen dienen als Hilfestellung, an denen EVU sich orientieren können.

Der Leitfaden ist wie folgt strukturiert:

- Übersicht zu den wichtigsten Regularien und Standards in der Schweiz und EU sowie deren Einordnung für Schweizer EVU (Kapitel 1)
- Grundlagen und Empfehlungen zur Treibhausgasbilanzierung von EVU (Teil 1, Kapitel 2-5)
- Grundlagen und Empfehlungen zum Klimaziel und Netto-Null Fahrplan von EVU (Teil 2, Kapitel 6-7)



Empfehlungen in Kürze

- Grundsätzlich soll die Treibhausgasbilanz (THG-Bilanz) nach den Standards und Guidance des Greenhouse Gas Protocols (GHG Protocol) erstellt werden. Für den Fall, dass das EVU nach den europäischen ESRS bilanzieren muss/möchte, sind zusätzliche Anforderungen zu berücksichtigen. Wenn das GHG Protocol keine oder unzureichende/unklare Guidance liefert, soll entweder eine individuelle Lösung gefunden oder an Best Practice orientiert werden. Unternehmen, die über kein eigenes Tool zur Erstellung der THG-Bilanz verfügen – insbesondere kleinere Unternehmen – wird empfohlen, den «Corporate Footprint Calculator (CFC)» des Bundesamts für Umwelt (BAFU) zu nutzen. **vgl. Kapitel 2.1**
- Die Erstellung einer THG-Bilanz hilft Unternehmen, die wesentlichen Emissionsquellen zu verstehen und gezielte Massnahmen zur Emissionsreduktion zu ergreifen. Die Berichterstattung dient als Grundlage zur Setzung von Reduktionszielen. Bei der Erarbeitung soll gemäss den Grundsätzen des GHG Protocols vorgegangen werden, d.h. Relevanz orientiert und schrittweise. Auch mit anfangs wenig Datenqualität können bereits Massnahmen identifiziert und Emissionsreduktionen erzielt werden. **vgl. Kapitel 2.3**
- Aufgrund der zunehmenden regulatorischen Anforderungen ist es sinnvoll, die Bilanzierung aller Emissionen entlang der Wertschöpfungskette anzustreben (Scope 1, 2 und 3), auch wenn ein EVU gesetzlich (noch) nicht dazu verpflichtet ist. **vgl. Kapitel 3.2**
- Schweizer EVU wird empfohlen, unabhängig ihrer Grösse, ihre organisatorischen Bilanzierungsgrenzen nach dem Operational Control Ansatz zu setzen. **vgl. Kapitel 3.2**
- Grundsätzlich sollen alle Emissionen von Gesellschaften, unabhängig von der Beteiligungsquote, rapportiert werden – je nach Auslegung der operativen Kontrolle in Scope 1, 2 oder 3. Wichtig sind dabei die transparente und begründete Zuordnung der Emissionen in den jeweiligen Scopes. **vgl. Kapitel 3.2.1**
- Die Emissionen aus bezogenem und bewirtschaftetem Strom von Partnerwerken sind in Scope 1 und 2 zu rapportieren, sofern es Hinweise auf operative Kontrolle gibt. **vgl. Kapitel 3.2.2**
- Gemäss Corporate Standard des GHG Protocol sind Doppelzählungen der Emissionen möglichst zu vermeiden. Insbesondere bei vertikal integrierten Unternehmen ist die Abgrenzung der Emissionen zwischen den Scopes jedoch oft schwierig zu treffen. Es empfiehlt sich, Doppelzählungen in Kauf zu nehmen, wenn der Aufwand für die exakte Abgrenzung unverhältnismässig hoch ist. **vgl. Kapitel 4.1**
- Für die Berechnung der Scope 2 Emissionen ist ein dual-reporting (location-based und market-based) anzustreben. Dies liefert eine bessere Grundlage für Reduktionsmassnahmen, ohne ausschliesslich vom Fortschritt der Energietransition abhängig zu sein. **vgl. Kapitel 4.3.1**
- Bei der Erarbeitung des Scope 3 Inventars kann schrittweise vorgegangen und die relevanten Kategorien zuerst erhoben werden. Dafür wird empfohlen, eine Relevanzmatrix zu erarbeiten und periodisch zu aktualisieren. Zur Festlegung von Klimazielen und Massnahmen im Scope 3 Bereich, soll mittelfristig der activity-based Ansatz angestrebt werden. **vgl. Kapitel 4.4.1**
- Branchenspezifische Empfehlungen zu einzelnen Emissionsquellen:
 - Methanemissionen aus Stauseen: vgl. Kapitel 4.2.2
 - Speichertechnologien (z.B. Pumpspeicher, Batterie): vgl. Kapitel 4.3.3
 - Übertragungs- und Verteilungsverluste: vgl. Kapitel 4.4.3
 - Finanzielle Beteiligungen an EVU: vgl. Kapitel 4.4.3
- Zur Vergleichbarkeit innerhalb und ausserhalb der Branche empfiehlt es sich, die vom Bundesamt für Umwelt (BAFU) im Rahmen des «Corporate Footprint Calculator» (CFC) zur Verfügung gestellten Emissionsfaktoren zu verwenden. Im Appendix Energy Splits des CFC-Tools sind unter «Electricity» die Emissionsfaktoren je Technologie und Scope ersichtlich. Ergänzungen und Abweichungen sind nicht ausgeschlossen und in individuellen Fällen zielführend. Dabei gilt grundsätzlich, dass davon abgewichen werden kann, wenn eine genauere Betrachtung möglich ist (z.B. bei genaueren Systemgrenzen für die Bestimmung des location-based Emissionsfaktors). **vgl. Kapitel 5**



- Für den location-based THG-Emissionsfaktor Strommix Schweiz (z.B. für Netzverluste) soll der vom VSE jährlich für das Vorjahr berechnete und publizierte Emissionsfaktor verwendet werden. **vgl. Kapitel 5**
- EVU streben an, Scope 1 und 2 Emissionen auf Netto-Null zu reduzieren, nach Möglichkeit bis 2040, spätestens jedoch bis 2050. Es ist zudem empfehlenswert, Scope 3 Emissionen frühzeitig zu berücksichtigen und für die relevanten Kategorien Reduktionsziele zu setzen, um die Klimawirkung entlang der Wertschöpfungskette ganzheitlich zu steuern und die langfristige Erreichung von Netto-Null bis spätestens 2050 zu unterstützen. **vgl. Kapitel 7.2**
- Bei der unternehmenseigenen Zielsetzung ist die individuelle Ausgangslage des EVU zu berücksichtigen. Diese verfolgen unterschiedliche Geschäftsmodelle, befinden sich in unterschiedlichen Stadien der Klimaberichterstattung und sind teils an die Zielsetzungen städtischer oder kantonaler Verwaltungen gebunden. Zudem sind bei der Klimazielsetzung die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen. In spezifischen Fällen kann aufgrund aktuell fehlender technologischer und wirtschaftlicher Lösungen ein Netto-Null Ziel 2040 aus heutiger Sicht unrealistisch sein (z.B. im Bereich von Wärmeverbunden, Bereitstellung von Reservekraftwerken oder aufgrund fehlender Negativemissionstechnologien). Im Einklang mit der Schweizer Gesetzgebung ist für diese EVU ein Netto-Null Ziel bis spätestens 2050 anzustreben. **vgl. Kapitel 7.2**
- EVU sollten sich im Rahmen der Netto-Null Zielsetzung frühzeitig Gedanken zu schwer vermeidbaren Emissionen machen und die Anwendungs- sowie Neutralisationsmöglichkeiten im Bereich der Negativemissionstechnologien prüfen. **vgl. Kapitel 7.2.1**
- Um die gesetzten Netto-Null-Ziele zu erreichen und einen unternehmensspezifischen Massnahmenplan zu erstellen, sollten gezielt Massnahmen zur THG-Reduktion geplant, bewertet und priorisiert werden. Dieser Plan orientiert sich am aktuellen Technologiestand, muss regelmässig überprüft und angepasst werden, da wahrscheinlich nicht alle erforderlichen Massnahmen heute identifiziert werden können. Auf dieser Basis lässt sich die erwartete Reduktion kontinuierlich mit den Netto-Null-Zielen abgleichen und die Strategie anpassen. Die Dekarbonisierung ist im Kontext der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit umzusetzen. Wo Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit den Dekarbonisierungspfad zeitlich beeinflussen, ist dies im Rahmen des Monitorings zu dokumentieren und bei der periodischen Überprüfung der Ziele zu berücksichtigen. **vgl. Kapitel 7.3**
- Im Rahmen des regelmässigen Monitorings ist ein Re-statement, d.h. eine Neuberechnung der vorangegangenen Berichtsjahre, zu prüfen. Als signifikant gelten Veränderungen, die – bezogen auf die THG-Emissionen des aktuellen Bilanzjahres und/oder des Basisjahres – eine bestimmte Signifikanzschwelle im jeweiligen Scope (Scope 1 + 2 oder Scope 3) überschreiten. Etabliert hat sich eine Schwelle von 5%, wobei aus individuellen Gründen auch andere Signifikanzschwellen herangezogen werden können. Re-Statements sind transparent und nachvollziehbar zu dokumentieren. **vgl. Kapitel 7.5**
- Branchenspezifische Empfehlungen zu einzelnen Massnahmen:
 - Dekarbonisierung Isoliergase: vgl. Kapitel 7.3.2
 - Dekarbonisierung der Fahrzeugflotte: vgl. Kapitel 7.3.3
 - Bewertung CO₂-Fussabdruck bei der Beschaffung: vgl. Kapitel 7.3.4



1. Regularien und Standards

1.1 Übersicht

- (1) Je nach Internationalität und Grösse ist das EVU einem grossen Spektrum möglicher Nachhaltigkeitsregularien ausgesetzt, die wiederum auf verschiedene Rahmenwerke und Standards verweisen. Für EVU gilt es, die Betroffenheit im rechtlichen Sinne zu prüfen, und die Erwartungen und Vorgaben der Eigner in Bezug auf die THG-Bilanzierung und -Reduktion zu klären.

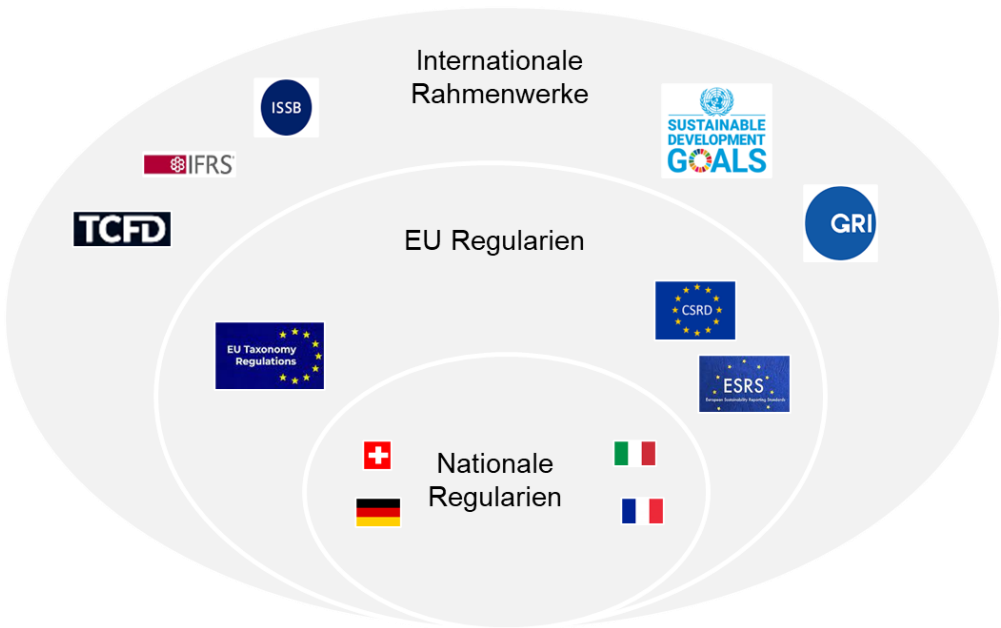


Abbildung 1: Übersicht Regularien und Rahmenwerke im Nachhaltigkeitsbereich

- (2) Der regulatorische Rahmen für die Klimaberichterstattung befindet sich sowohl in der Schweiz als auch in der EU in einer Phase des Umbruchs. Während bestimmte Anforderungen (insbesondere OR 964a ff. und KIG) bereits gelten, werden mit dem geplanten Bundesgesetz über die nachhaltige Unternehmensführung (NUFG) sowie den Weiterentwicklungen von CSRD und weiteren EU-Vorgaben die zukünftigen Berichtsanforderungen derzeit politisch diskutiert bzw. schrittweise konkretisiert. Tabelle 1 liefert einen Überblick über aktuelle Regularien im Bereich der Klimaberichterstattung und Dekarbonisierung sowie deren Stand. Weitergehende Nachhaltigkeitsregularien, die über die Klimaberichterstattung hinausgehen (z.B. Achtung von Menschenrechten und Umwelt in globalen Lieferketten, Corporate Sustainability Due Diligence Directive, Verordnung über Sorgfaltspflichten und Transparenz bezüglich Mineralien und Metallen aus Konfliktgebieten und Kinderarbeit und EU-Taxonomie), werden hier nicht behandelt.

Regularien (Stand Juli 2026)	Wesentliche Anforderungen	Betroffene Unternehmen	Regulatorische Entwicklung
Klima- und Innovationsgesetz (KIG) / Klimaschutz-Verordnung (KIV)	Netto-Null-Ziel, Förderung von Transformations- und Dekarbonisierungspfaden; steigende Erwartungen an glaubwürdige Klimastrategie	Alle CH-Unternehmen	In Kraft seit 1.1.25 Bildet den langfristigen Rahmen der Schweizer Klimapolitik



	Umsetzung erfolgt über die Klimaschutz-Verordnung und weitere Erlasse, insbesondere das CO ₂ -Gesetz		
Art. 964a ff. OR (Transparenz über nichtfinanzielle Belange)	Verpflichtung zur Offenlegung wesentlicher Umwelt- und Klimathemen, Risiken, Massnahmen und Zielsetzungen	CH-Unternehmen von öffentlichem Interesse ab den gesetzlichen Schwellenwerten: > 500 Mitarbeiter; > Bilanzsumme 20 Mio. CHF oder Umsatz 40 Mio. CHF	In Kraft seit 1.1.2022 Indirekter Gegenvorschlag zur Konzernverantwortungsinitiative 1.0 Würde mit Inkrafttreten des NUFG aufgehoben (ca. 2029)
Verordnung über die Berichterstattung über Klimabelange	Offenlegung von Klimarisiken und -chancen, Governance, Strategie, Szenarioanalysen, Transitionsplänen sowie Kennzahlen und Zielen (inkl. THG-Emissionen)	Unternehmen gemäss Art. 964a OR	In Kraft seit 1.1.24 Änderung der Verordnung in Vernehmlassung vom 6.12.24 bis 21.3.25. Der Bundesrat hat an seiner Sitzung vom 25.6.25 entschieden, die Revision vorläufig zu pausieren, bis Klarheit im EU-Raum besteht. ¹
Bundesgesetz über die nachhaltige Unternehmensführung (NUFG)	Voraussichtlich stärkere Angleichung an ESRS; detailliertere Offenlegung von Klimazielen, Transitionsplänen, Klimarisiken, Emissionen und klimabezogenen Steuerungsmechanismen; Stützt sich auf Omnibus-Richtlinie der EU	Vor allem grosse Unternehmen (Orientierung an Omnibus-Richtlinie EU) Vorgesehen für CH-Unternehmen mit >1'000 Mitarbeitenden und >CHF 450 Mio. weltweiter Nettoumsatz	Gesetzesentwurf; indirekter Gegenvorschlag zur Konzernverantwortungsinitiative 2.0 Vernehmlassung im Frühjahr 2026 Inkrafttreten geplant ca. 2029 (inkl. Übergangsfrist)
EU Corporate Sustainability Reporting Directive CSRD / European Sustainability Reporting Standards ESRS (E1 Climate Change) Omnibus-Richtlinie	Nachhaltigkeitsberichterstattung nach ESRS auf Grundlage der doppelten Wesentlichkeitsanalyse; bei wesentlichem Klimathema Berichterstattung nach ESRS E1. Verpflichtung zur Anwendung der European Sustainability Reporting Standards (ESRS)	Unternehmen mit EU-Tochtergesellschaften oder EU-Berichtspflichten Schwellenwerte aufgrund Omnibus-Richtlinie: EU-Unternehmen: > 1'000 Mitarbeiter; > weltweiter Nettoumsatz von 450. Mio. EUR Nicht EU-Unternehmen: Nettoumsatz in der EU von >450 Mio. EUR + grosse Tochtergesellschaft in der EU oder Zweigniederlassung in der EU mit Nettoumsatz von >200 Mio. EUR Beteiligungsgesellschaften ausgenommen	CSRD in Kraft seit 5.1.23 Durch die Omnibus-Richtlinie vom 26.2.26 wurden Anwendungsbereich und Berichtspflichten vereinfacht und eingeschränkt. ESRS 2.0 reduzieren den Umfang der verpflichtenden Berichterstattung. Gleichzeitig begrenzt das Value Chain Cap die ESG- und Klimadaten, die CSRD-pflichtige Unternehmen von nicht berichtspflichtigen Lieferanten verlangen dürfen. Die ESRS 2.0 wurden am 3.7.26 von der Kommission angenommen. Verschiedene weitere Standards befinden sich in

¹ Medienmitteilung vom 25.05.2025



			Entwicklung, z.B. Non-EU European Sustainability Reporting Standard (N-ESRS)
Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV)	Stromkennzeichnung inkl. der direkt verursachten CO ₂ -Emissionen	Alle Stromlieferanten in der Schweiz	Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) sind Anpassungen der HKSV am 1.1.25 in Kraft getreten (u.a. Kennzeichnung CO ₂ -Emissionen)

Tabelle 1: Regularien im Bereich der Klimaberichterstattung und Dekarbonisierung (Stand: Juli 2026)

1.2 Erläuterungen

- (1) **Klima- und Innovationsgesetz (KIG):** In der Volksabstimmung vom 18.6.23 wurde das Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG, SR 814.310) angenommen. Es trat gemeinsam mit der dazugehörigen Klimaschutz-Verordnung (KIV, SR 814.310.1) per 1. Januar 2025 in Kraft. Gemäss Art. 5 Abs. 1 KIG müssen alle Unternehmen spätestens im Jahr 2050 Netto-Null-Emissionen² ausweisen. Dabei sind mindestens die direkten und die indirekten Emissionen zu berücksichtigen (Scope 1 und 2). Zur Erreichung dieses Ziels, können die Unternehmen und Branchen Fahrpläne erarbeiten (Art. 5 Abs. 2 KIG). Die Klimaschutz-Verordnung listet in Anhang 1 die Kategorien von vor- und nachgelagerten Emissionen. Diese orientieren sich an den Vorgaben gemäss Greenhouse Gas Protocol (vgl. GHG 2024).

Die Kantone für ihre zentralen Verwaltungen und die bundesnahen Betriebe streben an, ab 2040 mindestens Netto-Null-Emissionen aufzuweisen (Art. 10 Abs. 4 KIG). Dabei werden neben den direkten und indirekten Emissionen (Scope 1 und 2) auch die Emissionen berücksichtigt, die vor- und nachgelagert in der Wertschöpfungskette verursacht werden (Scope 3).

Des Weiteren enthalten das KIG und die Klimaschutzverordnung Leitplanken für den Absenkungspfad in Richtung Netto-Null Ziele in Form von Zwischenzielen, Richtwerten und Anforderungen für Fahrpläne von Branchen und Unternehmen. Diese Leitplanken sind im Gegensatz zur Zielvorgabe nicht zwingend einzuhalten, bringen aber den Willen des Gesetzgebers zum Ausdruck, mit der Emissionsreduktion nicht bis zur Netto-Null-Deadline zuzuwarten, sondern einen in der Regel linearen Absenkpfad zu beschreiten.

Der erste Schritt zu einem Fahrplan besteht in der Treibhausgasbilanzierung (THG-Bilanzierung) mindestens der direkten (Scope 1) und indirekten (Scope 2) THG-Emissionen (Art. 3, Bst. a KIV). Neben Scope 1 und 2 wird die Berücksichtigung der THG-Emissionen der vor- und nachgelagerten Prozesse (Scope 3) empfohlen (Art. 5 KIV).

- (2) **Transparenz über nichtfinanzielle Belange:** Der am 1.1.22 in Kraft getretene indirekte Gegenvorschlag zur sog. Konzernverantwortungsinitiative ist im Obligationenrecht (OR) bzw. Rechnungslegungsrecht geregelt («Transparenz über nichtfinanzielle Belange»). Die Verordnung über die Berichterstattung über Klimabelange (SR 221.434) konkretisiert den Inhalt der im OR statuierten Berichterstattungspflicht und wurde am 1.1.24 in Kraft gesetzt (vgl. UVEK 2022). Konkret regelt die Verordnung die Berichterstattung von Unternehmen nach Artikel 964a OR über Klimabelange als Teil der Umweltbelange im Rahmen der nichtfinanziellen Belange nach Artikel 964b OR. Die öffentliche

² Definition Netto-Null-Emissionen: «Grösstmögliche Verminderung der THG-Emissionen und Ausgleich der Wirkung der verbleibenden Emissionen durch die Anwendung von Negativemissionstechnologien.» (Art. 2 KIG).



Berichterstattung umfasst einerseits das finanzielle Risiko, das ein Unternehmen durch klimarelevante Tätigkeiten eingeht. Andererseits muss offengelegt werden, welche Auswirkungen die Geschäftstätigkeit des Unternehmens auf das Klima hat (sog. doppelte Wesentlichkeit). Zudem muss beschrieben werden, welche Reduktionsziele das Unternehmen bezüglich seiner direkten und indirekten THG-Emissionen setzt und wie es diese umzusetzen plant.

Die Volksinitiative «Für verantwortungsvolle Grossunternehmen – zum Schutz von Mensch und Umwelt» wurde am 27.5.25 eingereicht. Der Bundesrat hat beschlossen, der Volksinitiative einen indirekten Gegenvorschlag in Form eines Bundesgesetzes über die nachhaltige Unternehmensführung (NUFG) gegenüberzustellen.

- (3) **EU CSRD / ESRS und Omnibus-Richtlinie:** Am 1.1.23 ist die Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD 2022³) in Kraft getreten. Ziel der Richtlinie ist es, dass Unternehmen auf Basis umfassender Standards vergleichbare, detaillierte und verlässliche Nachhaltigkeitsinformationen veröffentlichen. Erforderlich sind Informationen über die gesamte Wertschöpfungskette eines Unternehmens, einschliesslich der eigenen Tätigkeiten, Produkte und Dienstleistungen, Geschäftsbeziehungen und der Lieferkette.

Die European Sustainability Reporting Standards (ESRS 2023⁴) sind verbindliche Standards, die die Anforderungen der CSRD konkretisieren. Die ESRS beinhalten 12 Standards⁵, die basierend auf dem Ergebnis der Wesentlichkeitsanalyse des Unternehmens eingehalten werden müssen, sofern das Unternehmen der CSRD unterliegt. Die ESRS E1 beinhaltet die Standards in Bezug auf den Klimawandel. „Klimaschutz“ bezieht sich auf die Bemühungen um die allgemeine Vorgehensweise des Unternehmens, den Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur auf 1,5 °C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen, wie im Übereinkommen von Paris festgelegt. Dieser Standard umfasst Angabepflichten in Bezug auf die relevanten THG. Ausserdem enthält er Angabepflichten darüber, wie das Unternehmen mit seinen THG-Emissionen sowie mit den damit verbundenen Übergangsrisiken umgeht. Die ESRS E1 referenzieren auf die methodischen Grundsätze und Leitlinien des GHG Protocols, stellen jedoch teilweise spezifische Anforderungen (z.B. an die Bilanzierungsgrenzen).

Die Omnibus-Richtlinie (2026) wurde im Februar 2026 verabschiedet und vereinfacht die Anforderungen u.a. der CSRD. Damit soll der administrative Aufwand für Unternehmen gesenkt und die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft gestärkt werden. Das Value Chain Cap ist eine der wichtigsten Änderungen des Omnibus-Pakets zur CSRD. Es soll verhindern, dass Unternehmen, die nicht selbst CSRD-pflichtig sind, durch umfangreiche Datenanfragen ihrer berichtspflichtigen Kunden übermässig belastet werden. Für Schweizer EVU ist das Value Chain Cap insbesondere relevant, wenn sie Lieferanten von CSRD-pflichtigen Unternehmen sind, beispielsweise für Industriekunden oder internationale Konzerne.

- (4) **Stromkennzeichnung gemäss HKSV:** Das Parlament hat im Herbst 2023 das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) verabschiedet. Im Rahmen des Mantelerlasses wurden diverse Verordnungen angepasst. Die Verordnung des UVEK vom 1.11.2017 über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV, SR 730.010.1) sieht in Art. 8 Abs. 1 Bst. c vor, dass die Stromkennzeichnung mindestens einmal pro Kalenderjahr auf der

³ Richtlinie (EU) 2022/2464 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Dezember 2022 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 537/2014 und der Richtlinien 2004/109/EG, 2006/43/EG und 2013/34/EU hinsichtlich der Nachhaltigkeitsberichterstattung von Unternehmen (eur-lex.europa.eu)

⁴ Delegierte Verordnung (EU) 2023/2772 der Kommission vom 31. Juli 2023 zur Ergänzung der Richtlinie 2013/34/EU des Europäischen Parlaments und des Rates durch Standards für die Nachhaltigkeitsberichterstattung (eur-lex.europa.eu)

⁵ Eine Übersicht über alle ESRS sind unter <https://esrs-nachhaltigkeitsberichterstattung.de/esrs/umwelt/esrs-e1> zu finden



Stromrechnung oder zusammen mit dieser erfolgen muss. Die Stromkennzeichnung enthält eine grafische Gegenüberstellung des gelieferten Produkts mit dem Lieferantenmix des stromkennzeichnungspflichtigen Unternehmens mit u.a. Angaben zu den durch die Stromproduktion direkt verursachten CO₂-Emissionen (Scope 1). Pronovo stellt eine Liste mit den relevanten CO₂-Faktoren für die Stromkennzeichnung zur Verfügung. Bei diesen Werten handelt es sich nur um die direkten Scope 1 CO₂-Emissionen (nicht CO₂e-Emissionen) und sie entsprechen der gesetzlichen Mindestanforderung (vgl. Anhang 1).

1.3 Weitere Standards

- (1) Das **International Sustainability Standards Board (ISSB)** ist ein Standardisierungsgremium, das im Rahmen der International Financial Reporting Standards (IFRS) Foundation gegründet wurde, um Standards für die Nachhaltigkeitsberichterstattung zu entwickeln. Im Juni 2023 veröffentlichte das ISSB die Standards IFRS S1 (Allgemeine Anforderungen an Offenlegung von Finanzinformationen mit Nachhaltigkeitsbezug) und IFRS S2 (Klimabezogene Angaben). IFRS S1 ist das zentrale Rahmenwerk für die Offenlegung von finanziell wesentlichen Informationen über nachhaltigkeitsbezogene Risiken und Chancen entlang der Wertschöpfungskette eines Unternehmens. IFRS S2 ist ein thematischer Standard, der die Anforderungen an Unternehmen zur Offenlegung von Informationen über klimabezogene Risiken und Chancen festlegt. Die IFRS S2 referenzieren auf die methodischen Grundsätze und Leitlinien des Greenhouse Gas Protocols (GHG Protocol).
- (2) Die **Global Reporting Initiative (GRI)-Standards** sind weitere weltweit anerkannte, übergeordnete Standards für die Nachhaltigkeitsberichterstattung. Die GRI 305-Standards legen spezifische Anforderungen an die THG-Bilanzierung fest:
 - Erfassung der Emissionen: Unternehmen müssen ihre direkten (Scope 1) und indirekten (Scope 2 und 3) THG-Emissionen gemäss GHG Protocol erfassen und berichten.
 - Berichtsgrenzen: Die Berichtsgrenzen müssen klar definiert sein und alle relevanten Emissionsquellen umfassen.
 - Emissionsfaktoren: Es müssen standardisierte Emissionsfaktoren verwendet werden, um die Konsistenz und Vergleichbarkeit der Daten zu gewährleisten.
 - Vergleichbarkeit: Unternehmen sollten ihre Emissionen über mehrere Berichtsperioden hinweg vergleichen, um Trends und Fortschritte zu erkennen.
 - Reduktionsziele: Unternehmen müssen ihre Ziele zur Reduktion von THG-Emissionen offenlegen und den Fortschritt bei der Erreichung dieser Ziele berichten.
- (3) Die **Science Based Targets initiative (SBTi)** ist eine internationale Klimaschutzinitiative und fordert Unternehmen zur Umsetzung von freiwilligen Klimazielen auf. Die sogenannten Science Based Targets spezifizieren, in welchem Ausmass und bis wann die Unternehmen ihre THG-Emissionen senken müssten, um im Einklang mit dem Pariser Abkommen die globale Erwärmung auf 1.5 Grad Celsius zu begrenzen. Das Ziel wird entsprechend top-down festgelegt. Unternehmen, die an der SBTi teilnehmen, verpflichten sich, dieses Ziel mit entsprechenden CO₂-Reduktionsmassnahmen einzuhalten. Bei der Bestimmung der THG-Emissionen als Basis für die Zielsetzung, referenziert die SBTi auf die methodischen Grundsätze und Leitlinien gemäss GHG Protocol.
- (4) Die **SN EN ISO 14064** ist eine internationale Normenreihe, die sich mit der Bilanzierung und Verifizierung von THG-Emissionen befasst. Teil 1 der Norm (ISO 14064-1) enthält Anforderungen und



Leitlinien für die Bilanzierung und Berichterstattung von THG-Emissionen und deren Reduktion auf Organisationsebene und ist inhaltlich angelehnt an das GHG Protocol.



Teil 1: Treibhausgasbilanzierung

2. Grundlagen

2.1 Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol)

- (1) Alle relevanten Standards (vgl. Kapitel 1), u.a. auch die international anerkannten IFRS S2 und die europäischen ESRS E1 referenzieren in Bezug auf die THG-Bilanzierung auf das Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol). Das GHG Protocol schafft Leitlinien für die Messung und das Management von THG-Emissionen für den privaten und öffentlichen Sektor und gibt Unternehmen und Organisationen aller Branchen und Grössen eine Orientierung für die Erarbeitung ihrer THG-Bilanz. Das GHG Protocol ist ein Rahmenwerk mit verschiedenen Standards, Guidelines und Berechnungstools. Der Corporate Standard (WRI/WBCSD 2004) definiert die Bilanzierungsgrenzen und teilt die Emissionen in direkte (Scope 1) und indirekte (Scope 2 und 3) Emissionen ein (vgl. Kapitel 3).

Empfehlung VSE: Grundsätzlich soll die Treibhausgasbilanz (THG-Bilanz) nach den Standards und Guidance des Greenhouse Gas Protocols (GHG Protocol) erstellt werden. Für den Fall, dass das EVU nach den europäischen ESRS bilanzieren muss/möchte, sind zusätzliche Anforderungen zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 3.2). Wenn das GHG Protocol keine oder unzureichende/unklare Guidance liefert, soll entweder eine individuelle Lösung gefunden oder an Best Practice orientiert werden. Unternehmen, die über kein eigenes Tool zur Erstellung der THG-Bilanz verfügen – insbesondere kleinere Unternehmen – wird empfohlen, den «Corporate Footprint Calculator (CFC)»⁶ des Bundesamts für Umwelt (BAFU) zu nutzen.

2.2 Standards und Guidance des GHG Protocol

- (1) Das GHG Protocol ist ein weltweit anerkannter Standard zur Bilanzierung und Berichterstattung von THG-Emissionen. Es wurde vom World Resources Institute (WRI) und dem World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) entwickelt. Für die Bilanzierung und Berichterstattung von THG-Emissionen auf Unternehmensebene sind die folgenden Standards und Guidances des GHG Protocols relevant⁷:
 - Corporate Accounting and Reporting Standard
 - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard
 - Scope 2 Guidance
 - Scope 3 Calculation Guidance
- (2) Im Rahmen des GHG Protocols werden nebst den Standards auch Calculation Tools und weitere Guidances⁸ zur Verfügung gestellt. Insbesondere die Cross-Sector Tools (Emissionsfaktoren, Stationary Combustion, Transport/Mobile Sources, etc.) sind relevante Hilfsmittel.

⁶ <https://pubdb.bfe.admin.ch/en/publication/download/12006> (Stand: 9.7.26)

⁷ Alle Standards, Guidance und Tools sind auf der GHG-Website zu finden (<https://ghgprotocol.org/>). Die Scope 2 Guidance befinden sich derzeit im Überarbeitungs- und Konsultationsprozess. Die finale Veröffentlichung der überarbeiteten Guidance wird voraussichtlich Ende 2027 erwartet. Es ist möglich, dass eine Einführung mit Übergangsfristen (etwa bis 2030) vorgesehen werden – genaue Daten werden im Rahmen der finalen Veröffentlichung festgelegt. Die Überarbeitung der weiteren Standards und Guidance ist ebenfalls in Planung.

⁸ Calculation Tools and Guidance | GHG Protocol (Stand: 21.5.25)



2.3 Grundprinzipien der THG-Bilanzierung

- (1) Die THG-Bilanz eines Unternehmens misst die gesamten THG-Emissionen, die direkt oder indirekt von einem Unternehmen über die gesamte Wertschöpfungskette verursacht werden. Gemäss GHG Protocol sind dabei sieben Treibhausgase (u.a. CO₂, CH₄ und SF₆) zu berücksichtigen und in der Einheit CO₂-Äquivalent (CO₂e) zu erfassen. Der CO₂e-Massstab berücksichtigt die unterschiedlichen globalen Erderwärmungspotenziale (GWP) der verschiedenen Treibhausgase und bietet eine umfassende Bewertung ihrer kollektiven Auswirkungen auf den Klimawandel⁹.
- (2) Die Erstellung einer THG-Bilanz hilft Unternehmen, die wesentlichen Emissionsquellen zu verstehen und gezielte Massnahmen zur Emissionsreduktion zu ergreifen. Die Berichterstattung soll somit auch im Hinblick auf die Setzung von Reduktionszielen erstellt werden (vgl. Teil 2 des Leitfadens).
- (3) Gemäss GHG Protocol Corporate Standard (WRI/WBCSD 2004) sind bei der Erstellung eines Treibhausgasinventars auf Unternehmensebene folgende Grundprinzipien zu beachten:
 - **Relevanz:** Sicherstellen, dass das THG-Inventar die wesentlichen Emissionen des Unternehmens abbildet. Mit einer Relevanzabschätzung kann sichergestellt werden, dass die Berichterstattung die Informationen enthält, die die Nutzer – sowohl interne als auch externe – für ihre Entscheidungsfindung benötigen.
 - **Vollständigkeit:** Alle relevanten THG-Emissionen innerhalb der definierten Bilanzierungsgrenzen müssen erfasst werden. Falls spezifische Emissionen nicht betrachtet werden, sollte dies begründet werden.
 - **Konsistenz:** Einheitliche Methoden und Annahmen verwenden, um die Vergleichbarkeit der Daten über die Zeit zu gewährleisten.
 - **Transparenz:** Alle relevanten Informationen, Annahmen und Methoden klar und nachvollziehbar dokumentieren. Dies gilt auch bei einer Änderung der Methodik.
 - **Genauigkeit:** Die Daten sollten so genau wie möglich sein, um eine verlässliche Entscheidungsgrundlage zu bieten.

Nach diesen Prinzipien gilt es, die Bilanzierungsgrenzen zu setzen (vgl. Kapitel 3), die relevanten Emissionsquellen zu identifizieren und nach Scope einzuteilen (vgl. Kapitel 4) sowie die Methodik zur Berechnung der Emissionen (insb. Emissionsfaktoren) festzulegen (vgl. Kapitel 5).

Empfehlung VSE: Die Erstellung einer THG-Bilanz hilft Unternehmen, die wesentlichen Emissionsquellen zu verstehen und gezielte Massnahmen zur Emissionsreduktion zu ergreifen. Die Berichterstattung dient als Grundlage zur Setzung von Reduktionszielen. Bei der Erarbeitung soll gemäss den Grundsätzen des GHG Protocols vorgegangen werden, d.h. Relevanz orientiert und schrittweise. Auch mit anfangs wenig Datenqualität können bereits Massnahmen identifiziert und Emissionsreduktionen erzielt werden.

⁹ Das GHG-Protocol publiziert die jeweils gültigen GWP-Werte. Version 2.0 vom 07.08.2024: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2024-08/Global-Warming-Potential-Values%20%28August%202024%29.pdf>. (Stand: Juli 2026)



3. Bilanzierungsgrenzen

3.1 Bilanzierungsgrenzen gemäss GHG Protocol

- (1) Ein wichtiger Aspekt der Prinzipien Relevanz und Vollständigkeit ist die Definition geeigneter Bilanzierungsgrenzen, die die Aktivität und die wirtschaftliche Realität der Geschäftsbeziehungen des Unternehmens widerspiegelt. Die Wahl der Bilanzierungsgrenze ist abhängig von den Merkmalen des Unternehmens, dem beabsichtigten Zweck der Informationen und den Bedürfnissen der Nutzer.
- (2) Eine möglichst standardisierte und gut begründete Bilanzierungsgrenze trägt dazu bei, dass relevante Scope 1 Emissionsquellen von denjenigen Unternehmen erfasst werden, welche eine Emissionsreduktion herbeiführen können und sollten.
- (3) Es wird zwischen der organisatorischen und der operativen Bilanzierungsgrenze unterschieden. Die Wahl der organisatorischen Bilanzierungsgrenzen hat direkten Einfluss auf die operativen Bilanzierungsgrenzen (Zuteilung nach Scopes). Es ist daher sinnvoll, zuerst die organisatorischen und anschliessend die operativen Bilanzierungsgrenzen festzulegen.

3.1.1 Organisatorische Bilanzierungsgrenze (Konsolidierungsansatz)

- (1) Bei der Festlegung der organisatorischen Grenzen legt ein Unternehmen einen Ansatz zur Konsolidierung der THG-Emissionen fest und wendet diesen konsequent an. Gemäss dem Corporate Standard des GHG Protocols (WRI/WBCSD 2004) können Unternehmen ihre konsolidierten Treibhausgasdaten entweder nach dem Equity-Share- oder dem Control-Ansatz erfassen.

Equity-Share Approach: Ein Unternehmen bilanziert THG-Emissionen aus dem Betrieb entsprechend seinem Anteil am Eigenkapital des Betriebs. Der Eigenkapitalanteil spiegelt das wirtschaftliche Interesse wider.

Control Approach (finanziell/operativ): Ein Unternehmen rechnet 100 % der THG-Emissionen aus Tätigkeiten ab, über die es die (finanzielle/operative) Kontrolle hat. Die Kontrolle kann entweder in finanzieller oder betrieblicher Hinsicht definiert werden. Bei Verwendung des Kontrollansatzes zur Konsolidierung von THG-Emissionen wählen die Unternehmen zwischen dem Kriterium der operativen Kontrolle und dem Kriterium der finanziellen Kontrolle.

Wenn das berichterstattende Unternehmen alle seine Geschäftsbereiche vollständig besitzt und kontrolliert, ist die organisatorische Grenze dieselbe, egal welcher Ansatz verwendet wird. Bei Unternehmen mit gemeinschaftlichen Tätigkeiten können die organisatorischen Grenzen und die daraus resultierenden Emissionen je nach Ansatz unterschiedlich sein.

3.1.2 Operative Bilanzierungsgrenze (Scope)

- (1) Das GHG Protocol definiert drei Scopes für die Identifizierung der mit der Geschäftstätigkeit verbundenen Emissionen, die Kategorisierung in direkte und indirekte Emissionen sowie die Wahl des Umfangs der Bilanzierung für indirekte Emissionen. Tabelle 2 gibt eine Übersicht über die drei Scopes.

	Scope	Definition	Beispiel
Direkte Emissionen	Scope 1	Direkte Emissionen aus Quellen, die einem Unternehmen	Emissionen aus der Verbrennung von Treib- und



		gehören oder von ihm kontrolliert werden (je nach gewählten organisatorischen Bilanzierungsgrenze).	Brennstoffen in firmeneigenen Fahrzeugen oder Anlagen
Indirekte Emissionen	Scope 2	Indirekte Emissionen aus dem Verbrauch von eingekaufter Energie, wie z.B. Strom, Wärme oder Dampf, die das Unternehmen nutzt.	Stromverbrauch für Bürogeräte oder Stromverbrauch von firmeneigenen Elektrofahrzeugen Für Netzbetreiber: Emissionen aus Energieverlusten im Netz
	Scope 3	Alle anderen indirekten Emissionen, die entlang der Wertschöpfungskette eines Unternehmens vorgelagert (upstream) und nachgelagert (downstream) entstehen.	Emissionen aus eingekauften Gütern und Dienstleistungen, Geschäftsreisen (sofern nicht mit der unternehmenseigenen Fahrzeugflotte) und Abfallsorgung.

Tabelle 2: Scope 1, 2 und 3 gemäss GHG Protocol

- (2) Das GHG Protocol ist darauf ausgerichtet, Doppelzählungen zu vermeiden. Einerseits betrifft dies Doppelzählungen zwischen zwei Unternehmen: Werden Emissionen in einem Unternehmen in Scope 1 erfasst, fallen sie bei einem anderen Unternehmen in Scope 2 an. Andererseits sollen Doppelzählungen innerhalb von Unternehmen vermieden werden. Emissionen, die ein Unternehmen in Scope 1 erfasst, erfasst es nicht gleichzeitig in Scope 2. In Scope 3 lassen sich Doppelzählungen jedoch nicht vermeiden und werden bewusst in Kauf genommen.
- (3) Die organisatorische Bilanzierungsgrenze hat u.a. Einfluss auf die Zuteilung der Emissionen von gemieteten oder geleasten Assets zu den Scopes (vgl. Appendix F des Corporate Standards des GHG Protocols - Categorizing GHG Emissions Associated with Leased Assets). Am Beispiel von geleasten Fahrzeugen gilt:
 - Unter Berücksichtigung des Bilanzierungsansatzes «operational control» werden sämtliche geleasten Fahrzeuge in Scope 1, resp. 2 (Elektrofahrzeuge) bilanziert.
 - Unter Berücksichtigung der Bilanzierungsansätze «financial control» oder «equity share» werden die Fahrzeuge in einem Operating-Leasingverhältnis (d.h. Fahrzeuge, welche nicht in der finanziellen Kontrolle des Unternehmens sind), resp. die Emissionen verursacht bei der Verbrennung von Treibstoffen (oder Stromverbrauch) in deren Betrieb, im Scope 3.8 (Upstream leased assets) bilanziert.

3.2 Bilanzierungsgrenzen von EVU

- (1) Ein Ziel des vorliegenden Leitfadens ist es, dass die Branche bei der Klimaberichterstattung möglichst standardisierte und ambitionierte Bilanzierungsgrenzen anwendet, damit die Emissionen möglichst vollständig abgebildet werden. Gleichzeitig müssen individuelle Bedürfnisse der EVUs (z.B. Anforderungen ESRS, Datenverfügbarkeit, etc.) berücksichtigt werden.
- (2) Der Corporate Standard des GHG Protocols fordert mindestens die Bilanzierung der Emissionen in Scope 1 und 2, wohingegen die Scope 3 Emissionen optional sind. Welchen Konsolidierungsansatz zur Setzung der organisatorischen Bilanzierungsgrenze gewählt werden soll, lässt das GHG Protocol offen. Alle weiteren gängigen Standards sowie die für Schweizer EVU relevanten Regularien stellen jedoch spezifische Anforderungen an die Bilanzierungsgrenzen (vgl. Tabelle 3).



	Konsolidierungsansatz	Scope
Klima- und Innovationsgesetz (KIG)	Keine Anforderungen	Mindestens Scope 1, 2 Bundesnahe Betriebe: Scope 1, 2 und 3
Verordnung über die Berichterstattung über Klimabelange	Keine Anforderungen	Scope 1, 2 und 3
CSRD (ESRS E1)	- Primärer Ansatz: Financial Control - Zusätzlich: separate Offenlegung der Emissionen mit operativem Einfluss in Scope 1 und 2	Scope 1, 2 und 3

Tabelle 3: Spezifische Anforderungen der relevanten Regularien an die Bilanzierungsgrenzen

- (3) **Scope:** Abweichend zum GHG Protocol verlangen alle relevanten Standards, u.a. GRI, ISSB S2, ESRS E1 und ISO 14064-1, die Bilanzierung aller Emissionen entlang der Wertschöpfungskette in Scope 1, 2 und 3.

Empfehlung VSE: Aufgrund der zunehmenden regulatorischen Anforderungen ist es sinnvoll, die Bilanzierung aller Emissionen entlang der Wertschöpfungskette anzustreben (Scope 1, 2 und 3), auch wenn ein EVU gesetzlich (noch) nicht dazu verpflichtet ist. Dabei kann jedoch insbesondere bei der Erhebung der Scope 3 Emissionen Relevanz orientiert und schrittweise vorgegangen werden.

- (4) **Konsolidierungsansatz:** An den zu wählenden Konsolidierungsansatz stellen die relevanten Regularien und Standards keine Anforderungen, mit Ausnahme der ESRS. Die Wahl der organisatorischen Bilanzierungsgrenze ist somit für Unternehmen, die nicht nach ESRS bilanzieren, frei. Folgende Grundsätze sollten beachtet werden:
- Die Bilanzierungsgrenze sollte so gesetzt werden, wie sie am besten zur Organisationsstruktur und den Berichterstattungsanforderungen passt. Dabei ist die Konsistenz mit den Konsolidierungsansätzen der Finanzberichterstattung zu beachten. Abweichungen zur Finanzberichterstattung sind dort zu erwägen, wo ansonsten wesentliche Emissionen wegfallen würden. Dies ist z.B. der Fall, wenn es Hinweise auf operative Kontrolle gemäss Kapitel 3.2.1 bei einer nicht vollkonsolidierten Gesellschaft gibt. Abweichungen von der nicht finanziellen zur finanziellen Berichterstattung sind transparent offenzulegen.
 - Damit die THG-Bilanzierung in sich konsistent ist, sollen gesetzte Bilanzierungsgrenzen konsequent für alle Geschäftsbereiche angewendet werden. Wird in gewissen Fällen davon abgewichen, muss dies transparent deklariert werden.
 - Die Bilanzierungsprinzipien sollten in der Regel über den Zeitverlauf gleichbleiben.

Empfehlung VSE: Schweizer EVU wird empfohlen, unabhängig ihrer Grösse, ihre organisatorischen Bilanzierungsgrenzen nach dem *Operational Control Ansatz* zu setzen.

- (5) Begründung für den Operational Control Ansatz:



- Der Operational Control Ansatz ist bereits der in der Branche am häufigsten verwendete Konsolidierungsansatz. Die einheitliche Anwendung eines Konsolidierungsansatzes fördert die Harmonisierung und Vergleichbarkeit von THG-Bilanzen in der Branche.
- Die regulatorischen Entwicklungen zeigen, dass zunehmend höhere Transparenzanforderungen hinsichtlich der Emissionen gestellt werden, die durch ein Unternehmen operativ kontrolliert werden können.

3.2.1 Definition operative Kontrolle

- (1) Die Emissionen einer Gesellschaft¹⁰ werden dem EVU anhand der operativen Kontrolle angerechnet.
- (2) Ein EVU hat operative Kontrolle über eine Gesellschaft und rechnet sich 100% der Emissionen dieser Gesellschaft in Scope 1 oder 2 an, wenn (vgl. Abbildung 2)
 - das EVU aufgrund einer finanziellen Kontrolle über die Gesellschaft einen direkten operativen Einfluss hat (im Sinne eines beherrschenden Einflusses¹¹). In der Praxis bedeutet dies in der Regel, dass Unternehmen, an denen eine Unternehmung eine Beteiligung von mehr als 50% hält, vollkonsolidiert werden und somit unter die operative Kontrolle fallen; **oder**
 - die Betriebsführung beim EVU liegt und zugleich volle Befugnis zur Einführung und Umsetzung betrieblicher Richtlinien besteht (Hinweis auf operative Kontrolle).
- (3) Besteht keine operative Kontrolle, aber das EVU steht trotzdem mit der Gesellschaft in Verbindung (z.B. durch finanzielle Beteiligung ohne operative Kontrolle), werden die Emissionen im Scope 3 rap-
portiert.
- (4) Wo vom GHG Protocol abweichende Standards¹² das Konzept einer geteilten operativen Kontrolle vorsehen (z.B. ESRS), können sich die verschiedenen EVUs, die sich die operative Kontrolle teilen, die Emissionen der Gesellschaft gemäss ihrem individuellen Grad der operativen Kontrolle im Scope 1 und 2 anrechnen.
- (5) Hinweise auf eine zumindest geteilte operative Kontrolle können, z.B. bei Kraftwerken, vertragliche Vereinbarungen sein, welche die Abnahme und Bewirtschaftung von Strom regeln oder eine Weisungsbefugnis über die Produktionsmenge des Kraftwerks ermöglichen (siehe auch Ausführungen zu Partnerwerken im Kapitel 3.2.2).

¹⁰ Der Begriff «Gesellschaft» wird stellvertretend für alle Arten von Verhältnissen verwendet. Spezifische Informationen zum Umgang mit Partnerwerken finden sich im Kapitel 3.2.2.

¹¹ Aufschluss darüber kann auch die Definition des Kontrollprinzips im Rahmen der Konsolidierungspflicht des Konzerns gemäss Art. 963 Abs. 2 OR geben.

¹² Die aktuelle ESRS-Fassung der EU kennt das Konzept einer anteiligen operationellen Kontrolle.



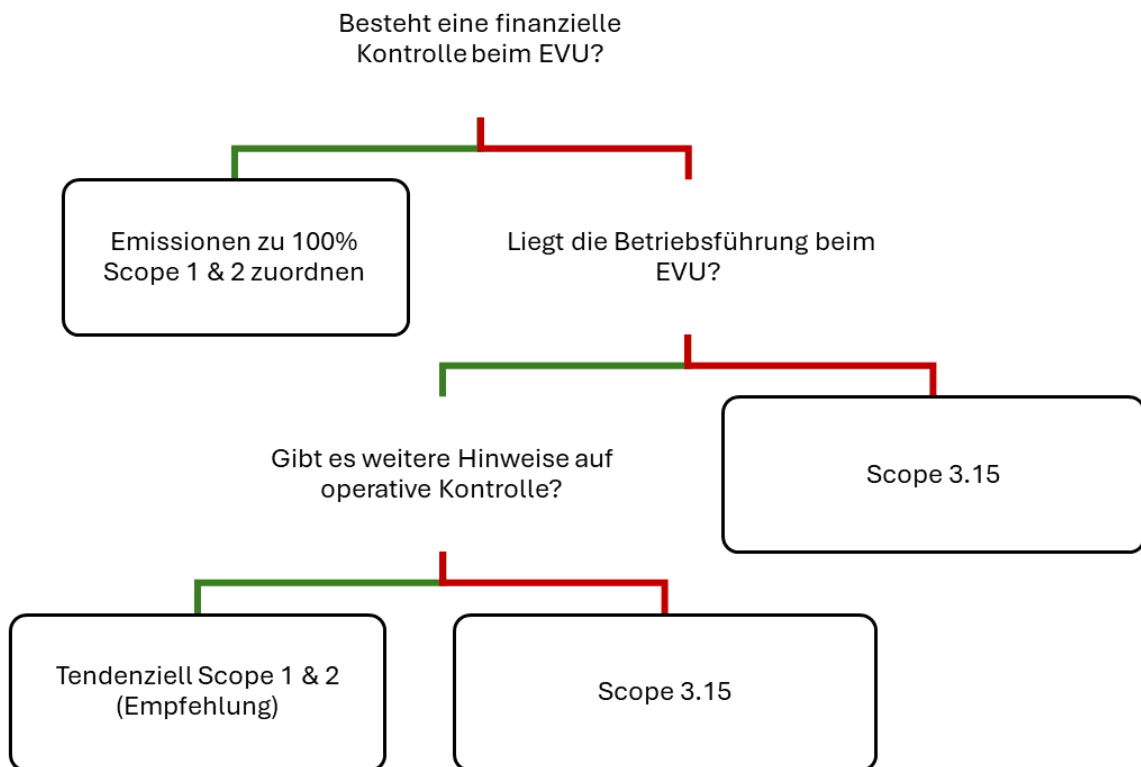


Abbildung 2: Entscheidungsbaum für die Anrechnung der Emissionen durch Gesellschaften (ohne Berücksichtigung des Konzepts einer geteilten operativen Kontrolle gemäss 3.2.1 (4)); grün = ja; rot = nein

Empfehlung VSE: Grundsätzlich sollen alle Emissionen von Gesellschaften, unabhängig von der Beteiligungsquote, rapportiert werden – je nach Auslegung der operativen Kontrolle in Scope 1, 2 oder 3. Wichtig sind dabei die transparente und begründete Zuordnung der Emissionen in den jeweiligen Scopes.

3.2.2 Spezialfall: Operative Kontrolle bei Partnerwerken

- (1) In der Strombranche können Partnerwerke relevante Emissionen in der Wertschöpfungskette eines EVU verursachen. Deshalb ist es wichtig, die Bilanzierungsgrenzen für die Partnerwerke angemessen zu wählen.
- (2) Partnerwerke von EVU sind in der Regel als Aktiengesellschaften organisiert und sind im Eigentum mehrerer Investoren. Die Aktionäre tragen die Betriebskosten anteilig (Finanzierung über Mehrbeteiligung). Die operative Kontrolle kann dabei einem oder mehreren Aktionären zufallen oder einer Drittpartei erteilt werden.

Empfehlung VSE: Die Emissionen aus bezogenem und bewirtschaftetem Strom von Partnerwerken sind in Scope 1 und 2 zu rapportieren, sofern es Hinweise auf operative Kontrolle gibt.

- (3) Eine Mehrheitsbeteiligung an einem Partnerwerk ist nicht automatisch mit operativer Kontrolle gleichzusetzen. Ist zum Beispiel ein strategischer Partner beteiligt, kann unter Umständen keine operative

Kontrolle mit voller Befugnis zur Einführung und Umsetzung betrieblicher Richtlinien ausgeübt werden.

- (4) Analog zum Kapitel 3.2.1 (4) können sich in Fällen, wo die operative Kontrolle von mehreren Aktionären ausgeübt wird, die verschiedenen Partner die Emissionen des Partnerwerks gänzlich oder gemäss ihrem eigens zu bestimmenden, individuellen Grad der ausgeübten operativen Kontrolle, im Scope 1 und 2 anrechnen lassen. Im Einzelfall gilt es, dies innerhalb des Partnerwerks zu klären.
- (5) Bei Partnerwerken, bei welchen eine Beteiligung ohne operative Kontrolle besteht und von welchen kein Strom bezogen und bewirtschaftet wird, werden die Emissionen abhängig vom Anteil der Beteiligung in Scope 3 ausgewiesen (Kategorie 15, Investitionen).

4. Emissionsquellen eines EVU

4.1 Emissionen entlang der Wertschöpfungskette

- (1) Die Emissionsquellen entlang der Wertschöpfungskette eines EVU sind abhängig von den Geschäftsbereichen. Dabei kann grob zwischen Querverbundunternehmen, vertikal integrierten Unternehmen und Netzbetreibern unterschieden werden (vgl. Abbildung 3).

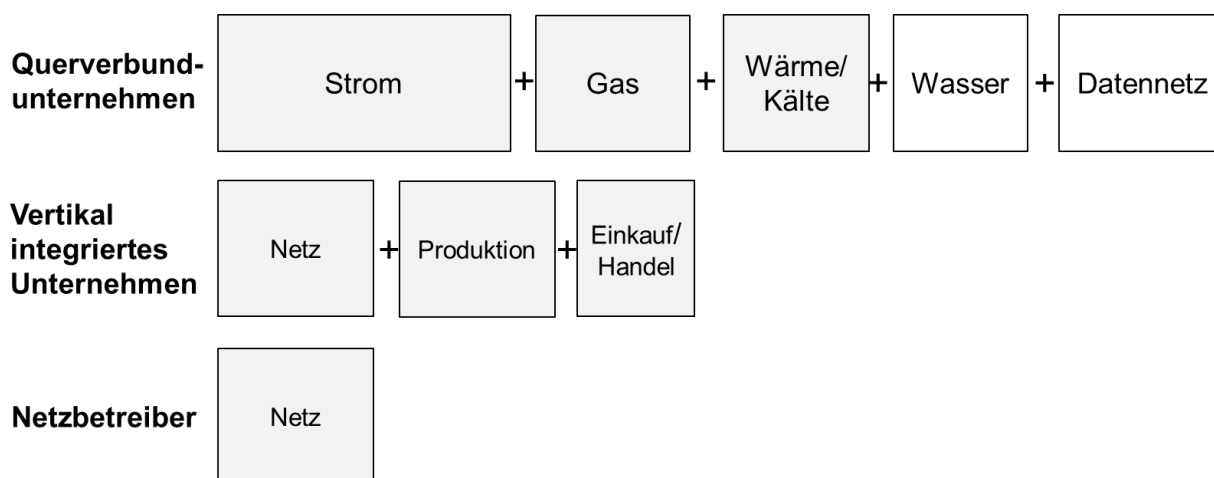


Abbildung 3: Wertschöpfungsstufen EVU

- (2) Der vorliegende Leitfaden beschränkt sich auf die energiebezogenen Emissionsquellen (vgl. Kapitel 4) sowie deren Emissionsfaktoren (vgl. Kapitel 5). Weitere mögliche Emissionsquellen insbesondere von Querverbundunternehmen (z.B. Wasserversorgung, Datennetz) werden hier nicht berücksichtigt.
- (3) Anhang B der Scope 2 Guidance des GHG Protocol (WRI/WBCSD 2015) behandelt die Bilanzierung energiebezogener Emissionen in der gesamten Wertschöpfungskette. Abbildung 4 teilt die energiebezogenen Emissionen aller Akteure in der Wertschöpfungskette von der Brennstoffproduktion bis zum Energiekonsum in die drei Scopes ein. Dabei handelt es sich nur um die energiebezogenen Emissionen, resp. in Scope 3 um die Emissionen in der Kategorie 3.3 (Fuel- and energy-related activities).

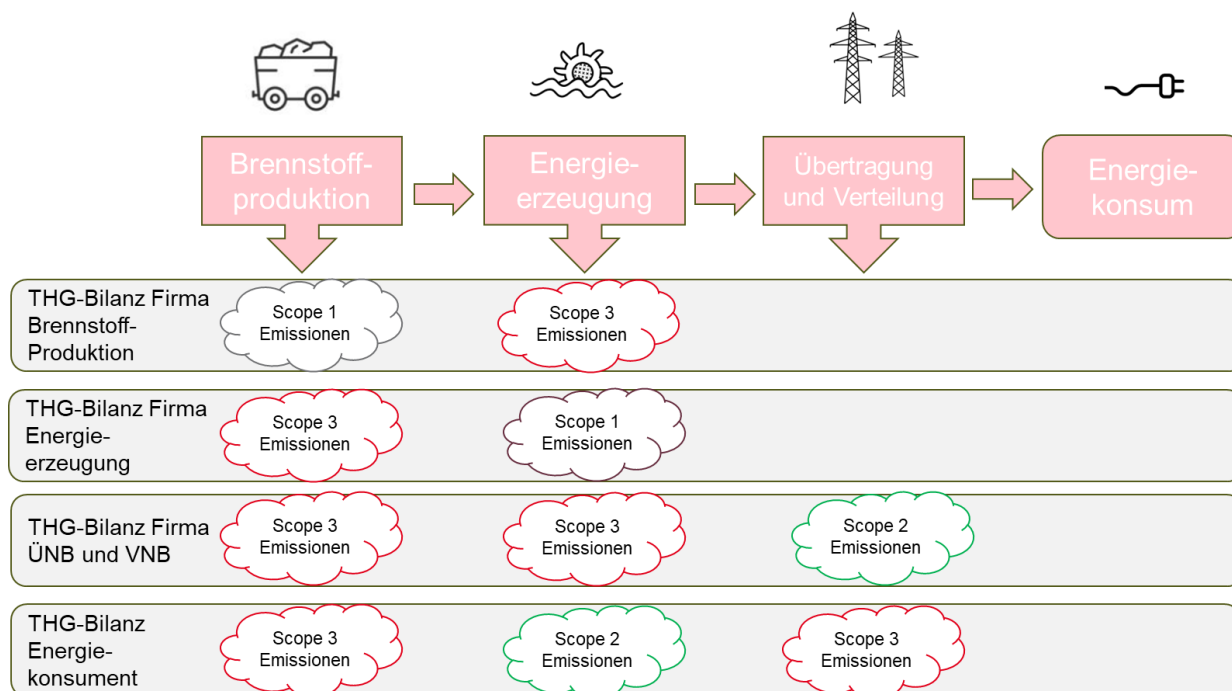


Abbildung 4: Energiebezogene Emissionen entlang der Wertschöpfungskette gemäss GHG Protocol Scope 2 Guidance (WRI/WBCSD 2015, Appendix B)

- (4) Insbesondere im Fall von vertikal integrierten EVU nehmen die Unternehmen in der Wertschöpfungskette mehrere Rollen ein (z.B. Stromproduktion und Verteilung) und sind gleichzeitig auch Energiekonsumenten (z.B. Stromverbrauch für Bürogebäude). In diesem Fall erscheinen alle Emissionen entlang der Wertschöpfungsstufen in der Bilanzierung des EVU. Am Beispiel Strom grundsätzlich wie folgt:

- Scope 1** – direkte Emissionen aus der Eigenproduktion von Strom für den Verkauf/Eigenverbrauch
- Scope 2** – indirekte Emissionen aus dem Stromverbrauch
– Netzverluste aus dem Netzbetrieb
- Scope 3 (Kat. 3.3)** – vorgelagerte Emissionen aus dem Brennstoffverbrauch der Eigenproduktion
– vorgelagerte Emissionen aus dem Stromverbrauch
– vorgelagerte Emissionen der Netzverluste
– direkte Emissionen aus dem eingekauften Strom für Kunden

In den nachfolgenden Kapiteln werden die relevanten Emissionsquellen für EVU je Scope aufgelistet.

- (5) Es gibt verschiedene Beispiele, bei denen die Abgrenzung der Emissionen innerhalb und zwischen den THG-Bilanzen der EVU schwierig ist. Im Folgenden werden drei Beispiele genannt:

Beispiel 1: Eigenproduktion für Eigenverbrauch und Verteilung im eigenen Netz

Wenn ein EVU auch Verteilnetzbetreiber ist und die übertragene Energie eher selber produziert als einkauft, führt die Bilanzierung der Emissionen aus den Energieverlusten im Scope 2 zu einer Doppelzählung, da diese bereits im Scope 1 unter den Emissionen stammend aus der Eigenproduktion beinhaltet sind (vgl. Kapitel 4.3.3). In der Praxis ist dies jedoch schwierig abzugrenzen. Falls nachgewiesen werden kann, dass der Strom aus der Eigenproduktion stammt und die Emissionen relevant sind, kann sich die Abgrenzung lohnen.

Beispiel 2: Zwischenhandel von Strom

Der Anhang des Corporate Standard des GHG Protocol legt fest, dass bei rein gehandeltem Strom (d.h. EVU fungiert einzig als Intermediär, kauft Strom von Drittanbieter ein und verkauft an Drittanbieter weiter) die Emissionen aus der Produktion dieses Stroms nur als «optionale Information» im Scope 3 Bereich rapportiert werden (Kategorie «Generation of purchased electricity, heat, steam for re-sale to non-end users»).

Beispiel 3: Bau und Betrieb von Kraftwerken

Bei Kraftwerken im Ausland bestehen häufig komplexe Strukturen: Ein EVU ist Eigentümerin des Kraftwerks, eine Firma erstellt das Kraftwerk, eine Firma liefert die Komponenten und eine Firma ist für den Betrieb verantwortlich. Ist ein EVU Eigentümer eines Kraftwerks, lässt es jedoch von einer anderen Firma betreiben, so weist das EVU die Emissionen aus dem Betrieb in Scope 1 (z.B. SF6 aus den Schaltanlagen des Kraftwerks) und die zum Betrieb notwendigen Dienstleistungen unter Scope 3.1 als Dienstleistung aus, sofern die Dienstleistung nicht mit EVU-Eigentum erfolgt. Emissionen aus dem Bau des Kraftwerkes fallen im Baujahr in Scope 3.2 des Eigentümers an.

Empfehlung VSE: Gemäss Corporate Standard des GHG Protocol sind Doppelzählungen der Emissionen möglichst zu vermeiden. Insbesondere bei vertikal integrierten Unternehmen ist die Abgrenzung der Emissionen zwischen den Scopes jedoch oft schwierig zu treffen. Es empfiehlt sich, Doppelzählungen in Kauf zu nehmen, wenn der Aufwand für die exakte Abgrenzung unverhältnismässig hoch ist.

4.2 Scope 1

4.2.1 Relevante Emissionsquellen EVU

Tabelle 4 listet typische relevante Emissionsquellen eines EVU in Scope 1 nach dem operational control Ansatz auf.

Emissionsquelle	Kategorie	Relevanz	Erläuterungen / Bemerkungen
Eigenproduktion Strom / Wasser	Stromgeschäft	Falls operative Kontrolle über Wasserkraftwerke	Direkte THG-Emissionen aus der Stromproduktion von Wasserkraftwerken. Denkbar sind Notstromaggregate und Isoliergasverluste, falls nicht in anderen Kategorien untergebracht. THG-Emissionen wie Methan und CO ₂ , die aus Stauseen von Pumpspeicher- oder Laufwasserkraftwerken natürlicherweise entstehen, sind hier nicht berücksichtigt (für mehr Informationen dazu, vgl. Kapitel 4.2.2).



			Da die Stromproduktion aus Wind- und PV-Anlagen keine direkten Emissionen verursacht, werden sie hier nicht aufgeführt.
Eigenproduktion Strom / Biomasse	Stromgeschäft	Falls operative Kontrolle über Biomassekraftwerke	Direkte THG-Emissionen aus Strom- und/oder Wärmeproduktion von Biomassekraftwerken. Unterscheidung möglich zwischen Vergärung, Kompostierung, Holzschnitzel, Holz, Holzabfälle und Grünabfälle. Dazu zählen CH₄ und N₂O. Bemerkung: Biogene CO₂-Emissionen sind gemäss GHG Protocol gesondert zu berichten und zählen nicht zur THG-Bilanz des EVU (vgl. WRI/WBCSD 2011, S.59)
Eigenproduktion Strom / Kernenergie	Stromgeschäft	Falls operative Kontrolle Kernkraftwerke	Stromproduktion aus Kernenergieanlagen. Die direkten Emissionen stammen aus dem Betrieb von Hilfskesseln, dieselbetriebenen Pumpen, Notstromdieselgeneratoren sowie aus potenziellen Isolier- und Löschgaslecks (SF ₆).
Eigenproduktion Strom / Fossil	Stromgeschäft	Falls operative Kontrolle Kraftwerke mit fossilen Energieträgern	Direkte THG-Emissionen aus Strom- und/oder Wärmeproduktion aus Kraftwerken mit fossilen Energieträgern: - Gaskraftwerke: CCGT (combined cycle gas turbine) / Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk GuD-Kraftwerke / OCGT (open cycle gas turbine). - Ölkraftwerke. - Kohlekraftwerke: Braunkohle- und Steinkohlekraftwerk Hinweis zu Gaskraftwerken: Wird Biogas verwendet, sind die aus der Verbrennung resultierenden CO₂-Emissionen biogen und gesondert zu berichten. Diese zählen nicht zur THG-Bilanz des EVU.
Eigenproduktion Strom / Brennstoffzelle	Stromgeschäft	Falls operative Kontrolle Brennstoffzellen	Direkte THG-Emissionen aus Strom- und/oder Wärmeproduktion von Brennstoffzellen. Unterscheidungsmöglichkeiten sind Erdgas- und Wasserstoff-basierte Anlagen u.ä.
Eigenproduktion Strom / Kehrlichtverbrennungsanlage (KVA)	Stromgeschäft	Falls operative Kontrolle KVAs	Direkte THG-Emissionen aus Strom- und/oder Wärmeproduktion von KVAs. Biogene CO ₂ -Emissionen sind gesondert zu berichten und zählen nicht zur THG-Bilanz des EVUs.



Isoliergasverluste Kraftwerke	Stromgeschäft	Falls operative Kontrolle Kraftwerke	u.a. SF ₆ , sofern nicht bereits unter Eigenproduktion berücksichtigt
Kältemittelverluste Kraftwerke	Stromgeschäft	Falls operative Kontrolle Kraftwerke	
Treibstoffverbrauch Notstromgruppe	Stromgeschäft	Falls operative Kontrolle Kraftwerke	Direkte THG-Emissionen (Diesel) aus der Notstromgruppe. Unterscheidungsmöglichkeiten: - Stationär - mobil
Eigenproduktion Wärme-/ Kälte	Energieverbunde und -Contracting	Für Querverbundunternehmen, falls operative Kontrolle über Produktionsanlagen	Direkte THG-Emissionen aus der Wärme-/ Kälteproduktion. Unterscheidungsmöglichkeiten: - Thermische Energie aus Heizöl - Thermische Energie aus Holzschnitzel - Thermische Energie aus Erdgas - Thermische Energie aus Biogas - Thermische Energie aus KVA Bemerkung: Emissionen aus Contracting-Anlagen werden in Scope 1 bilanziert, solange sie im Eigentum/Kontrolle des Unternehmens sind.
Kältemittelverluste Wärme-/Kälteproduktion	Energieverbunde und -Contracting	Für Querverbundunternehmen, falls operative Kontrolle über Produktionsanlagen	
Isoliergase Netze	Netze	Falls operative Kontrolle Netze	Direkte THG-Emissionen aus dem Betrieb der Netze (u.a. SF ₆): Übertragungsnetz: Netzebenen 1 & 2 Verteilnetz: Netzebenen 3–7 SF ₆ : Messung SF ₆ -Verluste gemäss VSE-Richtlinie «Umgang mit SF ₆ in den Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen». Alternative Isoliergase als SF ₆ -Ersatz gemäss SF ₆ -Branchenlösung berücksichtigen ¹³
Notstromaggregate	Netze	Falls operative Kontrolle Netze	THG-Emissionen aus Verbrauch für Testzwecke und aus Betrieb. Allenfalls über

¹³ www.swissmem.ch/sf6



			Nachfüllmengen an Brennstoffen für Notstromaggregate zu eruieren.
Treibstoffverbrauch Flotte	Fahrzeuge	Eigene und geleaste Fahrzeuge	Direkte Emissionen aus der Verbrennung von Treibstoffen im Betrieb (unabhängig, ob privat oder geschäftlich genutzt) Dies können Personenwagen (z.B. Poolfahrzeuge oder Mitarbeitenden- / Kaderfahrzeuge, etc.) oder Gütertransportfahrzeuge (z.B. LKW, Lieferwagen, Service-Fahrzeuge, etc.) sein.
Heizung und Warmwasseraufbereitung	Verwaltungs- und Betriebsgebäude	Falls operative Kontrolle über Heizung	Direkte Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe für die eigene Heizung und Warmwasseraufbereitung (z.B. durch Öl- oder Gaskessel), Emissionen aus Notstromaggregaten oder direkten Kältemittelverlusten aus Klimaanlage Es wird zwischen eigenen, vermieteten und gemieteten Objekten unterschieden (vgl. Kapitel 4.2.2).

Tabelle 4: Wesentliche Emissionsquellen eines EVU in Scope 1 nach Kategorien

4.2.2 Weitere Erläuterungen zu einzelnen Emissionsquellen

- (1) **Methanemissionen aus Stauseen:** In Stauseen entstehen natürlicherweise THG-Emissionen wie Methan und CO₂. Dabei sind nur die Emissionen zu berücksichtigen, welche durch anthropogene Aktivitäten verursacht werden. Dazu zählen: a) THG-Emissionen beim erstmaligen Füllen des Stausees, b) jährliche Netto-Emissionen aus dem Stausee.

Empfehlung VSE: Die Methanemissionen aus Stauseen können in Scope 1 berücksichtigt werden. Der Aufwand im Vergleich zum Nutzen der Berechnung dieser Emissionen ist allerdings unverhältnismässig hoch. Bei Neubauten kann sich dieser Aufwand lohnen, unter Berücksichtigung geeigneter Methoden.¹⁴

Zu beachten ist zudem, dass THG-Emissionen aus dem Bau der Staudämme während der Bauphase unter Scope 3 Emissionen zu erfassen sind.

- (2) **Verwaltungs- und Betriebsgebäude:** In gemieteten Gebäuden hängt die Erfassung der THG-Emissionen davon ab, wer die Kontrolle über die jeweiligen Emissionsquellen hat. Im GHG Protocol ist die Frage, ob der Vermieter oder der Mieter die direkten Emissionen für Heiz- oder Kühlsysteme in Scope 1 anrechnet, nicht abschliessend geklärt. Die Frage ist, wie viel Einfluss die Mietparteien auf den Vermieter und/oder auf den Heizenergieverbrauch haben. In den meisten Fällen hat eine Mietpartei Einfluss darauf, wie hoch z.B. die Raumtemperatur im Winter ist. Weniger Einfluss besteht i.d.R. beim Heizungssystem, v.a. wenn in einem Gebäude mehrere Mietparteien untergebracht sind (dann müsste noch koordiniert werden). Entsprechend braucht es eine individuelle Betrachtung.

¹⁴ Der Land Sector and Removals Standard des GHG Protocol (vgl. WRI/WBCSD 2026, Requirement 10.2) verlangt, die Emissionen aus Stauseen zu berücksichtigen. Der Standard tritt am 1.1.2027 in Kraft. Für die Emissionen aus Stauseen, ohne spezifische Berechnung, weist das BAFU (vgl. Kapitel 5) einen Emissionsfaktor «Electricity, hydropower, at reservoir power plant CH» aus.



Wichtig ist, dass der Ausschluss von Emissionen in Scope 1, resp. deren Bilanzierung in Scope 3.8 oder 3.13, in jedem Fall begründet wird. Die Tabelle 5 stellt ein Beispiel dar, wie die Emissionen von Gebäuden aufgeteilt werden können.

Scopes	Eigene Gebäude	Gemietete Gebäude & Räume	
		Beispiel für Vermieter	Beispiel für Mieter
Scope 1 Direkte Emissionen	- Verbrennung fossiler Brennstoffe für Heizung, Warmwasser (z.B. durch Öl- oder Gaskessel) - Emissionen Notstromaggregaten - Kältemittelverlusten aus Klimaanlageanlagen	- Direkte Emissionen, die vom Vermieter verursacht werden, insbesondere wenn dieser zentrale Heiz- oder Kühlsysteme betreibt, die mehrere Mieteinheiten versorgen	- Direkte Emissionen, die der Mieter verursacht, wie zum Beispiel durch den Betrieb von Notstromaggregaten oder durch die Nutzung von firmeneigenen Heizkesseln
Scope 2 Indirekte Emissionen aus Energieverbrauch	- Emissionen aus eingekaufter Energie wie Strom, Dampf, Wärme oder Kälte für das Gebäude	- Emissionen aus dem Verbrauch von Strom, Dampf, Wärme oder Kälte für gemeinsame Flächen oder für zentrale Systeme (wie Heizung oder Kühlung), die der Vermieter betreibt	- Indirekte Emissionen aus dem Bezug von Strom, Dampf, Wärme oder Kälte, den der Mieter für den Betrieb seiner Räume nutzt. Dies umfasst typischerweise Beleuchtung, Bürogeräte, Klimaanlage usw.
Scope 3 Andere indirekte Emissionen	- Emissionen Förderung & Transport von Erdgas für das Heizen des Gebäudes	- Upstream-Emissionen aus der Herstellung und Lieferung der Baumaterialien, die für den Bau und die Instandhaltung des Gebäudes verwendet werden. - Emissionen, die durch den Betrieb von Gemeinschaftseinrichtungen oder durch die Bereitstellung von Dienstleistungen für alle Mieter entstehen.	- Upstream-Emissionen aus der Produktion und dem Transport von Gütern und Dienstleistungen, die der Mieter in seinem Betrieb nutzt. - Vorgelagerte Emissionen aus der Nutzung (Strom, Heizung, Kühlung) von gemieteten Räumen. - Emissionen, die bei der Entsorgung von Abfällen aus den Mietflächen entstehen.

Tabelle 5: Beispiel für die THG-Bilanzierung von Emissionen in eigenen und gemieteten Gebäuden

4.3 Scope 2

4.3.1 Berechnungsmethoden Scope 2: Location-based vs. Market-based

- (1) Während in Scope 1 die spezifischen Emissionsfaktoren durch den Kohlenstoffgehalt des Brennstoffs oder Treibstoffs meist gegeben sind, gibt es bei der Berechnung der Emissionen in Scope 2 unterschiedliche Ansätze. Gemäss Scope 2 Guidance des GHG Protocols bestehen grundsätzlich zwei Methoden zur Bestimmung der Emissionsfaktoren in Scope 2 – Location-based und market-based. (WRI/WBCSD 2015, Kap. 4.1).

Location-based: Die location-based Methode berechnet die Emissionen basierend auf den durchschnittlichen Emissionsfaktoren der Stromnetze, die den Strom liefern. Diese Methode berücksichtigt



die durchschnittliche Emissionsintensität des gesamten Stromnetzes, in dem der Stromverbrauch stattfindet.

Market-based: Die market-based Methode berechnet die Emissionen basierend auf vertraglichen Vereinbarungen, unter denen das Unternehmen Strom von spezifischen Quellen bezieht. Diese Methode verwendet Emissionsfaktoren aus vertraglichen Instrumenten wie Stromlieferverträgen oder Herkunftsnachweisen, die die spezifischen Emissionen der gekauften Energie widerspiegeln.

Beide Methoden sind wichtig, um ein vollständiges Bild der Scope 2 Emissionen zu erhalten. Das GHG Protocol verlangt soweit möglich ein **“dual reporting”**, bei dem die Emissionen nach beiden Methoden berechnet und ausgewiesen werden.

Empfehlung VSE: Für die Berechnung der Scope 2 Emissionen ist ein dual reporting (location-based und market-based) anzustreben. Dies liefert eine bessere Grundlage für Reduktionsmassnahmen, ohne ausschliesslich vom Fortschritt der Energietransition abhängig zu sein.

4.3.2 Relevante Emissionsquellen EVU

Tabelle 6 listet typische relevante Emissionsquellen eines EVU in Scope 2 nach dem operational control Ansatz auf:

Emissionsquelle	Kategorie	Relevanz	Erläuterungen / Bemerkungen
Stromverbrauch (Gebäude, resp. Geräte)	Verwaltungs- und Betriebsgebäude	Falls operative Kontrolle über Gebäude, resp. Geräte	Emissionen, die durch die Erzeugung des Stroms entstehen, den das Gebäude, resp. die Geräte aus dem Stromnetz bezieht. Obwohl das Gebäude diese Emissionen nicht direkt verursacht, entstehen sie durch den Energieverbrauch des Gebäudes, resp. der Geräte. Zur Thematik mit/ohne HKN wird auf das Kapitel 4.3.3 verwiesen. Bemerkung: Die biogenen Emissionen sind hier vernachlässigbar. Falls dennoch der biogene Anteil ausgewiesen wird, können die Emissionsfaktoren gemäss Anhang 1 verwendet werden.
Fernwärmeverbrauch (Gebäude)	Verwaltungs- und Betriebsgebäude	Falls operative Kontrolle über Gebäude	Emissionen, die durch die Erzeugung von Fernwärme entstehen, die das Gebäude aus dem Fernwärmenetz bezieht.
Stromverbrauch Fahrzeuge	Fahrzeuge	Falls operative Kontrolle über Fahrzeuge (eigene und geleaste)	Emissionen verursacht durch den Stromverbrauch für Elektrofahrzeuge Für die Berechnung der Emissionen muss unterschieden werden zwischen den Fahrzeugen, die auf dem Areal des EVU und denjenigen, die ausserhalb des Areals geladen werden.



Netzverluste	Netze	Falls operative Kontrolle über Netz	Stromverluste aus Verteil- und Übertragungsnetz umfassen: - Betriebsenergie aus den Netzebenen 2, 4 und 6: gemessen. - Verluste aus den Netzebenen 1 bis 7: berechnete Übertragungsverluste und gemessene Verluste aus eigenen Unterwerken und Transformatoren. Übertragungsverluste gemäss dem vom Unternehmen im eigenen Netz transportierten / vertriebenen Stroms. - Transitorische Differenzen, welche aufgrund von Abgrenzungsfragen und unterschiedlichen Berechnungsmethoden auftreten können, können bei einer konservativen Betrachtung ebenfalls einbezogen werden. Bemerkung: Für die Bilanzierung der Netzverluste kann der location-based Emissionsfaktor des Strommix Schweiz verwendet werden (vgl. Kapitel 5) und/oder market-based Emissionsfaktoren (z.B. auf der Basis von Herkunftsnachweisen).
Bezug Wärme/Kälte von Dritten	Energieverbünde und -Contracting	Für Querverbundunternehmen	
Bezug Strom von Dritten zur Produktion von Wärme/Kälte	Energieverbünde und -Contracting	Für Querverbundunternehmen	Strom für den Betrieb von Wärmepumpen, wenn der Strom nicht selbst produziert, sondern eingekauft wurde.
Speicherenergie/-Verluste (insb. Pumpspeicher, Batteriespeicher)	Stromgeschäft	Falls operative Kontrolle über Pumpspeicherkraftwerke	Vgl. Erläuterungen in Kapitel 4.3.3

Tabelle 6: Wesentliche Emissionsquellen eines EVU in Scope 2 nach Kategorien

4.3.3 Weitere Erläuterungen zu einzelnen Emissionsquellen

- (1) **Stromverbrauch Verwaltungs- und Betriebsgebäude (Spezialfall):** Zur Vermeidung von Doppelzählungen zwischen eigenen Energieerzeugungsanlagen (Scope 1) und netzgekoppeltem Energieverbrauch (Scope 2) gilt gemäss GHG Protocol: Stromlieferanten, die eigene Kraftwerke kontrollieren und ihren gesamten Strom in das lokale Netz einspeisen, bilanzieren die Emissionen aus dem Kraftwerk in Scope 1. Gleichzeitig kann das Versorgungsunternehmen jedoch separate Verwaltungs- und Bürogebäude kontrollieren, deren Strombezug in Scope 2 bilanziert würde. In diesem Fall beinhalten die Emissionen in Scope 2 wahrscheinlich auch Emissionen aus den Kraftwerken, die in Scope 1 erfasst sind, da die eigenen Erzeugungsanlagen das gleiche Netzgebiet versorgen, in dem der Stromverbrauch stattfindet. Gemäss GHG Protocol Corporate Standard sollten die Unternehmen vermeiden, dieselben Emissionen in Scope 1 und 2 zu erfassen. Deshalb sollten sie in diesem Fall



ihren Stromverbrauch so behandeln, als ob er von ihren eigenen Erzeugungsanlagen geliefert würde (z.B. als wäre sie eine «Vor-Ort-Quelle»). Es entstehen in diesem Fall keine zusätzlichen Emissionen in Scope 2.

- Umsetzung der Berechnung, market-based: Regelung über Herkunftsnachweise (HKN). Voraussetzung dafür ist, dass die verbrauchende Einheit einen Vertrag oder ein anderes Instrument gemäss der market-based Methode mit der Erzeugungsanlage hat (vgl. WRI/WBCSD 2015, Kap. 5.6).
- Umsetzung der Berechnung, location-based: Beim location-based Ansatz kann der lokale Emissionsfaktor des Verbraucherstrommix Schweiz verwendet werden. Der selbst produzierte Strom wird mit einem Emissionsfaktor von null in die Gewichtung des lokalen Emissionsfaktor gerechnet. Dadurch wird die Eigenproduktion in Scope 2 nicht angerechnet.

- (2) **Netzverluste:** In der Stromkennzeichnung werden die Netzverluste nicht ausgewiesen. Da die Menge der Wirkverluste durch Netzbetreiber ausgeglichen/ kompensiert werden muss, können sie aber trotzdem mit einer Herkunft belegt, resp. die entsprechende Menge HKN entwertet werden.¹⁵ Dies entspricht dem market based Ansatz. Beim location-based Ansatz werden sie gemäss dem durchschnittlichen Emissionsfaktor der Stromnetze, die den Strom liefern, ausgewiesen.

Gemäss Corporate Standard GHG Protocol Appendix A gilt zur Vermeidung von Doppelzählungen: Wenn ein EVU auch Verteilnetzbetreiber ist und die übertragene Energie eher selber produziert als einkauft, werden die Emissionen aus den Energieverlusten nicht im Scope 2 bilanziert, da diese bereits im Scope 1 unter den Emissionen stammend aus der Eigenproduktion bilanziert werden. In der Praxis ist diese Abgrenzung jedoch schwierig vorzunehmen. Falls nachgewiesen werden kann, dass der Strom aus der Eigenproduktion stammt und die Emissionen relevant sind, kann sich die Abgrenzung lohnen.

- (3) **Speichertechnologien (z.B. Pumpspeicher, Batterie):** Die Pumpenergie von Pumpspeicherkraftwerken stellt eine Form der elektrischen Energiespeicherung dar. Dabei wird Strom bezogen, um Wasser in ein höher gelegenes Becken zu pumpen. Diese Energie kann zu einem späteren Zeitpunkt – unter Berücksichtigung eines Wirkungsgrads von rund 83 % – wieder in Strom umgewandelt werden. Eine vergleichbare Systematik gilt für Batteriespeicher (BESS). Auch hier wird Strom aus dem Netz oder aus eigenen Erzeugungsanlagen bezogen, zwischengespeichert und zeitlich versetzt wieder eingespeist. Die bilanziellen Fragestellungen entsprechen grundsätzlich jenen bei Pumpspeicherkraftwerken: Der Ladevorgang stellt einen Strombezug dar, während beim Entladen – unter Berücksichtigung der systembedingten Speicherverluste – ein Teil der eingesetzten Energie nicht wieder zur Verfügung steht. Somit sind Pumpspeicher- und Batteriesysteme bilanziell gleichartig als Formen der elektrischen Energiespeicherung zu behandeln.

In der aktuellen Branchenpraxis werden für die Bilanzierung von Strom aus Energiespeichern zwei Ansätze angewendet. Beide gelten als methodisch sachgerecht, sofern sie transparent dokumentiert, innerhalb der eigenen THG-Bilanz jeweils konsistent angewendet und nachvollziehbar begründet werden:

1. **Brutto-Ansatz:** Die mit der für das Pumpen bzw. Laden des Speichers eingesetzten elektrischen Energie verbundenen Emissionen werden vollständig (100 %) in Scope 2 erfasst.

¹⁵ Vgl. BFE-Leitfaden Stromkennzeichnung (Kap. 3.6), Stand März 2026



2. **Netto-Ansatz:** In Scope 2 werden nebst den Emissionen aus dem internen Stromverbrauch des Speicherbetriebs nur die Emissionen aus den systembedingten Energieverlusten des Speicherprozesses berücksichtigt (z. B. rund 17 % bei Pumpspeicherkraftwerken).

Bis zum Vorliegen verbindlicher internationaler Vorgaben zur Bilanzierung von Energiespeichern insb. im Rahmen der Überarbeitung des GHG Protocol Scope 2 Standards, ist ein Wechsel des bisher angewendeten Bilanzierungsansatzes nicht zielführend. Insbesondere vor dem Hintergrund zunehmender Investitionen in Batteriespeicher (BESS) ist die Etablierung einer einheitlichen, branchenweit anerkannten Bilanzierungssystematik für Energiespeicher für erstmalige Bilanzierungen dennoch von zentraler Bedeutung.

Empfehlung VSE: Bei der THG-Bilanzierung von Energiespeichern in Scope 2 kann der Brutto- und/oder der Netto-Ansatz angewendet werden. Der verwendete Ansatz soll transparent dokumentiert und innerhalb der eigenen THG-Bilanz konsistent sein.

Bei erstmaliger THG-Bilanzierung von Energiespeichern ist der Netto-Ansatz anzuwenden, resp. in Scope 2 sind die Emissionen aus Speicherverlusten auszuweisen.

Begründung für die Anwendung des Netto-Ansatzes:

- Der Netto-Ansatz verhindert eine Doppelzählung von Emissionen sowohl innerhalb der eigenen THG-Bilanz als auch zwischen den THG-Bilanzen verschiedener Akteure. Die direkten Emissionen aus der Stromproduktion des zur Speicherung eingesetzten Stroms werden vollständig in Scope 1 erfasst und nicht zusätzlich in Scope 2 bilanziert. In Scope 2 werden ausschliesslich die tatsächlichen Energieverluste des Speicherprozesses als Stromverbrauch berücksichtigt, während der wieder ins Netz eingespeiste Strom dort nicht erneut ausgewiesen wird. Endverbraucher erfassen den von ihnen bezogenen Strom vollständig in Scope 2.
- Der Netto-Ansatz entspricht der Logik der Stromkennzeichnung. Gemäss den Vorgaben von BFE/Pronovo werden Herkunftsnachweise (HKN) ausschliesslich für Strom aus natürlichen Wasserzuflüssen ausgestellt.¹⁶ Strom, der zuvor durch Pumpen in ein Speicherkraftwerk eingebracht wurde, erhält keine HKN. Für die beim Rückverstromen entstehenden Verluste (rund 17 %) müssen HKN im Umfang dieser Verluste entwertet werden. Daraus lässt sich ableiten, dass bilanziell nur der nicht wieder ins Netz zurückgeführte Anteil der Pumpenergie als tatsächlicher Verbrauch zu erfassen ist.
- Speicher ohne Endverbrauch sind gemäss StromVG (Art. 14a Abs. 1 Bst. b StromVG) vom Netznutzungsentgelt befreit. Der Netto-Ansatz folgt dieser Logik: Gemäss dem VSE-Netznutzungsmodell für das Verteilnetz (NNMV CH) sind Speicher, die mit keinem Endverbraucher verbunden sind, Energie ausschliesslich zu Speicherungszwecken aus dem Netz beziehen und diese zu einem späteren Zeitpunkt wieder einspeisen, vom Netznutzungsentgelt ausgenommen. Solche Speicher gelten nach NNMV nicht als Endverbraucher.
- In einer Konsultation zum GHG-Protocol Scope 2 Guidance wurde von verschiedenen internationalen Akteuren (u.a. der International Hydropower Association IHA) empfohlen, die Emissionen von Speichertechnologien in Scope 2 nach dem Netto-Ansatz zu bilanzieren¹⁷.
- Der Netto-Ansatz ist bis zur Einführung spezifischer, verbindlicher Vorgaben zur Bilanzierung von Energiespeichern im GHG Protocol Scope 2 Standard methodisch begründet und sachgerecht.

¹⁶ Vgl. BFE Leitfaden Stromkennzeichnung (S.19), Stand März 2026

¹⁷ Final Survey Summary, S. 48f: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-11/Scope%202%20Survey%20Summary_Final_0.pdf (Stand: Juli 2026)



4.4 Scope 3

4.4.1 Relevanzeinschätzung für EVU

- (1) Das GHG Protocol unterscheidet 15 unterschiedliche Kategorien in Scope 3 (siehe Tabelle 7). Es wird im Grundsatz empfohlen, eine möglichst hohe Abdeckung der Emissionsquellen anzustreben, da das THG-Inventar als Grundlage für eine Scope 3 Zielsetzung dient.

Empfehlung VSE: Bei der Erarbeitung des Scope 3 Inventars kann schrittweise vorgegangen und die relevanten Kategorien zuerst erhoben werden. Dafür wird empfohlen, eine Relevanzmatrix zu erarbeiten und periodisch zu aktualisieren. Zur Festlegung von Klimazielen und Massnahmen im Scope 3 Bereich, soll mittelfristig der activity-based Ansatz (vgl. Kap. 4.4.2) angestrebt werden.

- (2) Kriterien können helfen, die Relevanz einer Scope 3 Kategorie abzuschätzen. Mögliche Kriterien sind:
- **Signifikanz:** Kategorien mit Emissionen, die in ihrer Menge signifikant (z.B. 1%¹⁸) zu den totalen antizipierten Scope 3 Emissionen beitragen
 - **Risiko:** Kategorien mit Emissionen, die zur Risikoexposition des Unternehmens beitragen (z.B. finanziell, geopolitisch)
 - **Stakeholder:** Kategorien mit Emissionen, die von Key-Stakeholdern (z.B. Kunden, Lieferanten, Investoren, Gesellschaft) kritisch betrachtet werden
 - **Einfluss:** Kategorien mit Emissionen, die vom Unternehmen potenziell (direkt) reduziert / beeinflusst werden können

Die Relevanzeinschätzung unterscheidet sich je nach Geschäftstätigkeiten von Unternehmen zu Unternehmen. Bei Nichtbetrachtung einer Kategorie sollten die Gründe transparent ausgewiesen werden. Die folgende Tabelle enthält eine vermutete Relevanzeinschätzung für EVUs pro Kategorie.

Kategorie	Vermutete Relevanz für EVU	Erläuterung	Berechnungsansätze
3.1 Eingekaufte Güter und Dienstleistungen	Signifikant, Risiko	Emissionen verursacht durch den Einkauf von Gütern und Dienstleistungen sind für EVU vermutlich signifikant. Beschaffungen haben einen wesentlichen Einfluss auf die resiliente Wertschöpfung im Unternehmen.	Siehe Details in Abschnitt 4.4.3
3.2 Kapitalgüter	Signifikant, Stakeholder, Risiko	Emissionen verursacht durch den Bau (z.B. Produktionsanlagen) oder Instandhaltung (z.B. Netzinfrastruktur) von Kapitalgütern sind für EVU vermutlich signifikant. Da die Emissionen oft im Zusammenhang mit eigenen Anlagen / Assets stehen, sind sie oft entscheidend für die Betrachtung des ganzen Lebenszyklus der angebotenen Produkte im Unternehmen.	Siehe Details in Abschnitt 4.4.3

¹⁸ Es sind keine Signifikanzgrenzen bekannt aus den relevanten Standards. Die Grenze muss entsprechend der Geschäftstätigkeit sinnvoll gewählt sein und transparent gemacht werden. 1% ist nur ein Beispiel.



3.3 Brennstoff- und energiebezogene Emissionen	Signifikant, Stakeholder, Einfluss, Risiko	Emissionen verursacht durch energiebezogene Aktivitäten, insbesondere bei der Produktion, dem Verkauf und der Verteilung von Strom, sind für EVU vermutlich signifikant und stehen im direkten Zusammenhang mit den Kerntätigkeiten der Unternehmen.	Siehe Details in Abschnitt 4.4.3
3.4 Transport und Verteilung (Vorgelagert) von Produkten	Vermutlich nicht relevant	Emissionen verursacht durch vorgelagerte Transporte von Produkten sind für EVU vermutlich nicht relevant. Wichtig ist hier, dass vorgelagerte Emissionen durch den Transport und die Verteilung von Strom in der Kategorie 3.3 zu erfassen sind.	Prüfung anhand Spend-based Daten (vgl. Kap. 4.4.2)
3.5 Abfall	Stakeholder	Emissionen verursacht durch die Entsorgung von Abfall ist für EVU vermutlich nicht signifikant. Trotzdem wird das Thema oft auch ausserhalb der THG-Bilanz als wesentlich eingestuft. Sofern bereits Daten gesammelt werden, z.B. Abfallbilanz, können diese für die Bilanzierung der THG genutzt werden.	Spend-based oder über Berichte von Entsorgungsunternehmen
3.6 Geschäftsreisen	Stakeholder, Einfluss	Emissionen verursacht durch Geschäftsreisen der Mitarbeitenden sind für EVU vermutlich nicht signifikant, können aber durch individuelle Entscheide von Mitarbeitenden im Unternehmen beeinflusst werden. Sofern bereits Daten gesammelt werden, z.B. über ein zentrales Reisemanagementtool, können diese für die Bilanzierung der THG genutzt werden.	Spend-based oder Bericht von Reiseanbieter
3.7 Pendeln der Arbeitnehmer	Stakeholder, Einfluss	Emissionen verursacht durch das Pendeln der Mitarbeitenden sind für EVU vermutlich nicht signifikant, können aber durch individuelle Entscheide von Mitarbeitenden im Unternehmen beeinflusst werden. Eine Abschätzung der Emissionen kann bereits mit wenigen Grundlagendaten vorgenommen werden, z.B. über eine einfache Pendelstatistik ¹⁹ und der Anzahl Mitarbeitenden.	Pendelstatistik multipliziert mit Anzahl Mitarbeitenden (als ersten Ansatz)
3.8 Angemietete oder geleaste Sachanlagen	Vermutlich nicht relevant	Emissionen verursacht durch angemietete oder geleaste Sachanlagen sind für EVU vermutlich nicht relevant. Dies hängt wesentlich davon ab, ob die Emissionen insbesondere aus gemieteten Gebäuden in Scope 1 oder Scope 3.8 erfasst werden. Vgl. dazu die Ausführungen in Kapitel 4.2.2	
3.9 Transport und Verteilung (nachgelagert)	Vermutlich nicht relevant	Emissionen verursacht durch nachgelagerte Transporte sind für EVU vermutlich nicht relevant.	
3.10 Verarbeitung der verkauften Produkte	Vermutlich nicht relevant	Emissionen verursacht durch die Verarbeitung verkaufter Produkte sind für EVU vermutlich nicht relevant.	
3.11 Nutzung der verkauften Produkte	Signifikant, Stakeholder, Einfluss, Risiko	Emissionen verursacht durch die Nutzung verkaufter Produkte, insbesondere Energieprodukte, sind für EVU vermutlich signifikant und stehen im direkten Zusammenhang mit den Kerntätigkeiten der Unternehmen.	Siehe Details in Abschnitt 4.4.3

¹⁹ Z.B. BFS Statistik Pendlermobilität: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/personenverkehr/pendlermobilitaet.html> (Stand: Juli 2026)



3.12 Umgang mit verkauften Produkten an deren Lebenszyklusende	Vermutlich nicht relevant	Emissionen verursacht durch die Entsorgung verkaufter Produkte sind für EVU vermutlich nicht relevant.	
3.13 Vermietete oder verleaste Sachanlagen	Vermutlich nicht relevant	Emissionen verursacht durch vermietete oder verleaste Sachanlagen sind für EVU vermutlich nicht relevant.	
3.14 Franchise	Vermutlich nicht relevant	Emissionen verursacht durch Franchise sind für EVU vermutlich nicht relevant.	
3.15 Investitionen	Signifikant, Stakeholder, Risiko	Emissionen verursacht durch Investitionen, insbesondere in Produktionsanlagen ohne operative Kontrolle, sind für EVU vermutlich signifikant und stehen im direkten Zusammenhang mit den Kerntätigkeiten der Unternehmen.	Siehe Details in Abschnitt 4.4.3

Tabelle 7: Scope 3 Relevanzmatrix für EVU

4.4.2 Berechnungsansätze

- (1) Zur Berechnung der Emissionen gibt es gemäss GHG Protocol Scope 3 Guidance grundsätzlich zwei Ansätze:

1. **Spend-based:** Der spend-based Ansatz verwendet finanzielle Daten, um die Emissionen zu berechnen. Dabei wird der wirtschaftliche Wert der gekauften Waren oder Dienstleistungen mit entsprechenden Emissionsfaktoren multipliziert.
2. **Activity-based:** Der activity-based Ansatz basiert auf der Erfassung spezifischer Aktivitäten und deren Emissionen. Dabei werden detaillierte Daten zu den einzelnen Aktivitäten gesammelt und mit entsprechenden Emissionsfaktoren multipliziert. Es wird dabei immer Bezug auf die physischen Güter und die involvierten Prozesse genommen: Zum Beispiel die Verbrennung von einem Liter Diesel oder der Einkauf von einer Tonne Kupfer.

Bei der Berechnung der Emissionen kann schrittweise vorgegangen werden. Es empfiehlt sich zum Beispiel, in einem ersten Schritt alle Emissionen nach dem spend-based Ansatz zu bestimmen. Dadurch können die emissionsintensiven Quellen identifiziert werden. In einem zweiten Schritt können für diese Quellen lieferanten- und/ oder produktespezifische Daten gesammelt und die Berechnung der Emissionen präzisiert werden. Ein activity-based Ansatz bringt insbesondere Vorteile bei der Genauigkeit der Scope-3 THG-Emissionen sowie der Festlegung von Dekarbonisierungsplänen und -zielen entlang der vorgelagerten Wertschöpfungskette.

4.4.3 Signifikante Scope 3 Kategorien EVU

- (1) Gemäss der Relevanzmatrix (vgl. Tabelle 7) werden die folgenden Kategorien in Scope 3 als vermutlich signifikant für EVU eingestuft:

- Kategorie 3.1: Einge kaufte Güter und Dienstleistungen
- Kategorie 3.2: Kapitalgüter
- Kategorie 3.3: Brennstoff- und energiebezogene Emissionen
- Kategorie 3.11: Nutzung der verkauften Produkte



– Kategorie 3.15: Investitionen

Im Folgenden werden diese Kategorien genauer erläutert und die wesentlichen Emissionsquellen von EVU pro Kategorie aufgelistet. Die Listen sind jeweils nicht abschliessend und die Einteilung in die Kategorien ist als Vorschlag zu verstehen.

- (2) **Kategorie 3.1 Eingekaufte Güter und Dienstleistungen:** Unter den eingekauften Gütern und Dienstleistungen werden Güter erfasst, welche als Verbrauchsmaterial verwendet werden oder als Teil einer Dienstleistung eingekauft oder weiterverkauft werden (bspw. PV-Anlagen die nicht für die Eigenproduktion genutzt, sondern weiterverkauft werden). Ebenfalls Teil der Kategorie sind Güter, welche nicht für einen längeren Zeitraum genutzt werden, sondern schnell abgeschrieben sind (bspw. IT-Geräte). Wenn Unsicherheiten zu dem Verwendungszweck bestehen, wird empfohlen, das Gut bei den eingekauften Gütern zu erfassen.

3.1 Anwendungsgruppe	Warengruppe	Wesentliche Emissionsquellen EVU	NOGA
IT und Kommunikation	Smart Grid + Smart Meter Technologien	Smart Meter	2630
IT und Kommunikation	Software DL	Cybersecurity Lösungen, Datenmanagementsysteme	6311, 6201, 6203, 6220
IT und Kommunikation	Server	Server	6310
IT und Kommunikation	Computer und Laptops	Computer, Laptops	2620
IT und Kommunikation	Zubehör	Dockings, Tastatur, Maus, Webcam, etc.	6190, 2620
Dienstleistungen (Bau-tätigkeiten)	Wartung und Instandhaltung von Netzinfrastrukturen	Dienstleistungen durch Dritte	3314
Dienstleistungen (Bau-tätigkeiten)	Betrieb, Wartung und Instandhaltung von Kraftwerksanlagen	Dienstleistungen durch Dritte	3311
Dienstleistungen (Bau-tätigkeiten)	Bau- und Ingenieur-dienstleistungen, inkl. Fundamente- und Erdarbeiten	Dienstleistungen durch Dritte	7112, 4299, 4342
Allgemeine Dienstleistungen	Umwelt- und Sicherheitsdienstleistungen	Dienstleistungen durch Dritte	4324
Allgemeine Dienstleistungen	IT-Dienstleistungen	Dienstleistungen durch Dritte	6220
Allgemeine Dienstleistungen	Projektmanagement	Dienstleistungen durch Dritte	7112



Allgemeine Dienstleistungen	Versicherungen	Dienstleistungen durch Dritte	6512
Allgemeine Dienstleistungen	Unternehmensberatungen	Dienstleistungen durch Dritte	7022
Allgemeine Dienstleistungen	Personalverleih, Regiemitarbeitende	Dienstleistungen durch Dritte	7820
Allgemeine Dienstleistungen	Versand- und Internet-handel	Postdienstleistungen	4791

Tabelle 8: Wesentliche Emissionsquellen eines EVU in Kategorie 3.1

- (3) **Kundenaufträge:** Bei Kundenaufträgen (z.B. Solarmodule oder Elektroinstallationen) kann wie folgt unterschieden werden:
- Falls das EVU nur die Installation der Ware übernimmt (und nicht selber Anlagen verkauft), müssen keine Up- und Downstream Emissionen erfasst werden, da die Dienstleistung der Installation selbst keine weiteren Emissionen verursacht.
 - Falls das EVU Verkäufer der Anlage ist (also PV-Anlagen und Elektroladestationen einkauft und anschliessend an den Endnutzer verkauft), fallen die upstream Emissionen in Scope 3.1 und die Emissionen aus der Nutzung in Kategorie 3.11 an.
- (4) **Kategorie 3.2 Kapitalgüter:** Als Kapitalgut (oder Investitionsgut) werden alle Güter erfasst, welche für mehrere Jahre als Bestandteil des Geschäfts aktiviert werden und nicht einer Dienstleistung zugeordnet sind. Kapitalgüter werden in der Finanzbuchhaltung als Vermögenswerte erfasst (aktiviert) und über ihre Nutzungsdauer abgeschrieben. Dies inkludiert den Bau von kritischer Infrastruktur, die für das Geschäft eines EVU kritisch sind, wie z.B. Kraftwerke oder Teile der Netzinfrastruktur, sowie eingekaufte Fahrzeuge.

3.2 Anwendungsgruppe	Warengruppe	Wesentliche Emissionsquellen EVU	NOGA
Elektrische Komponenten und Ausrüstung	Transformatoren	< 5MVA, > 5MVA, Wandler, Zubehör	2711
Elektrische Komponenten und Ausrüstung	Schaltanlagen	NS-, MS-, HS-Anlagen, Zubehör	2712
Elektrische Komponenten und Ausrüstung	Kabel und Leitungen	NS, MS-, HS-Kabel, Telecomkabel, Zubehör	2732
Elektrische Komponenten und Ausrüstung	Schutz- und Steuergeräte	MS-, HS-Schutztechnik, Zubehör	2790



Elektrische Komponenten und Ausrüstung	Mess- und Regeltechnik		2651
Bau- und Infrastruktur	Bau von Kraftwerken	Beton, Stahl, Solarmodule, Windkraftanlage, Batteriespeicher, etc.	4211, 4220, 2369
Bau- und Infrastruktur	Bau von Umspannwerken und Trafogebäude	Beton, Stahl	2711
Bau- und Infrastruktur	Bau von Übertragungs- und Verteilungsnetzen	Holzmasten, Stahlmasten und -elemente, Zubehör	4222, 1610
Bau- und Infrastruktur	Rohrleitungen und Kanäle	Kabelschutzrohre, -kanäle, Zubehör	4221
Bau- und Infrastruktur	Sonstige Gebäude	Rechenzentren, Lagerhallen, Bürogebäude	4222, 4100
Fahrzeuge und Transportmittel	Personenwagen	Benzin, Diesel, Elektro, etc.	1920
Fahrzeuge und Transportmittel	Lieferwagen und Transporter	Benzin, Diesel, Elektro, etc.	1920
Fahrzeuge und Transportmittel	LKW	Benzin, Diesel, Elektro, etc.	1920
Fahrzeuge und Transportmittel	Industrie- / Platzfahrzeuge	Benzin, Diesel, Elektro, etc.	1920

Tabelle 9: Wesentliche Emissionsquellen eines EVU in Kategorie 3.2

- (5) In Kategorie 3.1 und 3.2 müssen die unternehmensspezifischen Warengruppen identifiziert werden. Diese können entweder nach den internen Gruppierungen des Procurements oder gemäss den NOGA-Codes gegliedert sein. Die Einteilung in die Kategorien 3.1 und 3.2 ist nicht immer eindeutig und kann je nach Unternehmen unterschiedlich ausfallen. Entscheidender ist, dass alle relevanten Warengruppen aufgeführt sind.
- (6) **Keine Diskontierung der Emissionen über die Lebensdauer von Kapitalgütern (Beispiel Bau einer Staumauer):** In der Finanzbuchhaltung werden Kapitalanlagen in der Regel über ihre Lebensdauer abgeschrieben oder amortisiert. Für die Zwecke der Bilanzierung von Scope-3-Emissionen sollten Unternehmen die Emissionen aus der Produktion von Investitionsgütern nicht diskontieren (vgl. WRI/WBCSB 2013, S. 37). Stattdessen sollten die Unternehmen die gesamten Cradle-to-Gate-Emissionen (Upstream) von Kapitalgütern im Jahr der Anschaffung bilanzieren. Die Emissionen, die beispielsweise durch den Bau einer Staumauer entstehen, sollten somit während der Bauphase bis zur Vollendung jeweils in der Kategorie 3.2 ausgewiesen werden. Es werden jährlich die Emissionen der Menge Beton und Stahl, die im jeweiligen Berichtsjahr verbaut wurde, bilanziert. Sobald der Bau abgeschlossen ist, werden die Emissionen nicht mehr in Scope 3 bilanziert, resp. nur noch die Emissionen, die durch die Instandhaltung der Staumauer entstehen.



Wenn grössere Investitionen nur alle paar Jahre stattfinden, können die Scope-3-Emissionen in der Kategorie 3.2 von Jahr zu Jahr erheblich schwanken. Aussergewöhnliche oder einmalige Kapitalinvestitionen sollten deshalb im Bericht speziell erwähnt oder hervorgehoben werden.

- (7) **Kategorie 3.3 Brennstoff- und energiebezogene Emissionen:** Vorgelagerte Emissionen der direkt verbrauchten Primärenergieträger, sowie indirekt für Erzeugung von Strom und Wärme (falls noch nicht in Scope 2). Es gibt vier Unterkategorien:

- 3a: Vorgelagerte (Cradle-to-Gate) Emissionen der Brenn- und Treibstoffe (von der Rohstoffgewinnung bis zum Verbrauchsort, aber ohne Verbrennung)
- 3b: Vorgelagerte Emissionen von gekaufter Elektrizität (im Betrieb verbraucht), resp. alle vorgelagerten Emissionen (Cradle-to-Gate) von der Rohstoffgewinnung bis zur Stromproduktion (inkl. Bau des Kraftwerks und der Infrastruktur, sofern das Kraftwerk nicht dem EVU gehört), jedoch ohne Verbrennung in einer Stromerzeugungsanlage
- 3c: Alle vorgelagerten Emissionen (Cradle-to-Gate) der verbrauchten Energie in einem T&D System, einschliesslich Emissionen aus Verbrennung
- 3d: Emissionen aus der Erzeugung von gekauftem Strom, der an Endverbraucher verkauft wird

3.3	Wesentliche Emissionsquellen EVU	Mindest Erfassung ²⁰ nach GHG Protocol
3a	Treibstoffverbrauch Flotte (Benzin, Diesel, etc.)	vorgelagerte Emissionen (Cradle-to-Gate)
	Brennstoffverbrauch aller Energieträger für Scope 1 (Kohle, Erdgas, Biogas, Biomasse, Heizöl, Diesel, Benzin, usw.) z.B. Dieselverbrauch Generatoren, Heizölverbrauch für Gebäude, Brennstoffe für eigene Wärmeverbünde	vorgelagerte Emissionen (Cradle-to-Gate)
3b	Stromverbrauch im Betrieb analog Scope 2 z.B. Beleuchtung, Stromverbrauch Flotte	vorgelagerte Emissionen (Cradle-to-Gate)
	Wärmebezug Fernwärme / Contracting, falls nicht in 3.3a (kein eigener Fernwärmeverbund)	vorgelagerte Emissionen (Cradle-to-Gate)
3c	Netzverluste im eigenen Netz	vorgelagerte Emissionen (Cradle-to-Gate)
3d	Eingekaufter Strom: Verbrauch Endverbraucher	direkte Emissionen (Scope 2 des Endverbrauchers)

Tabelle 10: Wesentliche Emissionsquellen eines EVU in Kategorie 3.3

- (8) **Übertragungs- und Verteilungsverluste** werden durch den Endverbraucher in Scope 3, Kategorie 3 (Fuel- and energy-related activities) bilanziert. Das GHG Protocol macht jedoch keine Aussage darüber, ob die Netzbetreiber die Netzverluste aus vor- und/oder nachgelagerten Netzebenen ebenfalls

²⁰ Nach dem GHG-Protocol sind mindestens diese Emissionen zu erfassen. Optional können die Systemgrenzen auch erweitert werden. Cradle-to-Gate Emissionen umfassen die Phasen der Rohstoffgewinnung, den Transport der Rohstoffe und die Produktionsprozesse und schliesst die Emissionen aus der Nutzung des Produktes aus.



in Scope 3 bilanzieren müssen oder nicht. Nur im Fall einer finanziellen Beteiligung am Netz werden die Emissionen in Scope 3 (Kategorie 3.15) berücksichtigt.

Empfehlung VSE: In der Praxis bilanzieren weder Swissgrid noch mehrheitlich die Verteilnetzbetreiber Emissionen aus vor- und/oder nachgelagerten Netzebenen in Scope 3. Entsprechend kann auf die Bilanzierung der Emissionen aus vor- und/oder nachgelagerten Netzebenen aktuell verzichtet werden, sofern sich die Anforderungen diesbezüglich aus regulatorischer Sicht nicht ändern. Im Bericht sollte der Ausschluss dieser Emissionen jedoch transparent gemacht werden.

- (9) **Kategorie 3.11 Nutzung der verkauften Produkte:** Diese Kategorie beinhaltet die Emissionen aus dem Verbrauch verkaufter Waren im Berichtsjahr beim Endkunden. Erfasst werden die direkten Emissionen während der Nutzungsphase von Produkten über die zu erwartende Lebensdauer (d.h. die Scope 1 und Scope 2 Emissionen, die während der Nutzungsdauer entstehen).

3.11 Wesentliche Emissionsquellen EVU	Mindest Erfassung nach dem GHG Protocol
Verbrauch verkauftes Erdgas von Endverbraucher	direkte Emissionen (Scope 1)
Verbrauch verkauftes Biogas	direkte Emissionen (Scope 1)
Verbrauch verkauftes LNG von Endverbraucher	direkte Emissionen (Scope 1)
Stromverbrauch verkaufte Ladestationen	direkte Emissionen (Scope 2, location based)
Energieverbrauch von verkauften Heizungssystemen (Wärmepumpen)	direkte Emissionen (Scope 2, location based)

Tabelle 11: Wesentliche Emissionsquellen eines EVU in Kategorie 3.11

- (10) **Stromhandel:** Zwischenhändler von Strom, die Strom nicht an einen Endverbraucher verkaufen, weisen die Emissionen nicht in Scope 3, Kategorie 3.3 aus. Gemäss GHG Protocol können die Emissionen aus dem Zwischenhandel von Strom optional und ausserhalb der Scope 3 Emissionen als Zusatzinformation angegeben werden (vgl. WRI/WBCSB 2004, S. 28).
- (11) **Kategorie 3.15 Investitionen:** Beteiligungen an Gesellschaften / Unternehmen, die ein EVU nicht beherrscht und auf die sie keinen operativen Einfluss nehmen kann, werden als reine Finanzbeteiligungen behandelt. Emissionen aus diesen Beteiligungen werden als indirekte Emissionen in Kategorie 3.15 aufgenommen, indem die Scope 1 und 2 Emissionen dieser Gesellschaften / Unternehmen entsprechend der Beteiligungsquote übernommen werden. Falls die CO₂-Bilanz des Unternehmens nicht verfügbar ist, kann ein näherungsweiser Ansatz auf Investitionsbasis (spend-based) verwendet werden. In diesem Fall werden die Finanzinvestitionen mit durchschnittlichen Emissionsfaktoren multipliziert, die von vergleichbaren Wirtschaftsgruppen oder Waren abgeleitet werden (z.B. Environmentally Extended Input-Output (EEIO) Daten). Im Fall einer finanziellen Beteiligung am Netz fallen die Emissionen der Netzverluste anteilig in diese Kategorie.

Im Stromgeschäft muss klar zwischen einem reinen Strombezugsvertrag und einer finanziellen Beteiligung unterschieden werden:



- a) Bei reinem Strombezug werden die Emissionen in Kategorie 3.3 ausgewiesen.
- b) Besteht eine finanzielle Beteiligung, müssen die Scope 1 und 2 Emissionen des Unternehmens, an dem das berichtende Unternehmen beteiligt ist, entsprechend der Beteiligungsquote in Kategorie 3.15 ausgewiesen werden, sofern keine operative Kontrolle besteht (vgl. Kapitel 3.2.2).

Gemäss Corporate Value Chain Standard des GHG Protocol (WRI/WBCSD 2011, Tabelle 5.9) ist festgehalten, dass bei Beteiligungen ohne finanzielle Kontrolle oder wesentlichen Einfluss (i.d.R. weniger als 20 Prozent Anteile) eine individuelle Wesentlichkeitsschwelle definiert werden kann, unterhalb deren das Unternehmen Beteiligungen aus der Scope 3.15 Bilanz ausschliesst. Das GHG Protocol nennt als Beispiel-Schwelle eine Beteiligung von 1 Prozent. Werden Emissionen ausgeschlossen, ist dies offenzulegen und transparent zu begründen. Gemäss GHG Protocol (WRI/WBCSD 2011, Kapitel 6.3) werden für einen möglichen Ausschluss der Emissionen folgende Gründe genannt: 1. Die Kategorie ist nicht anwendbar; 2. es fehlen Daten; 3. die Emissionen sind als unwesentlich einzustufen. Sind die Emissionen aus Beteiligungen hingegen wesentlich, können sie gemäss GHG Protocol nicht aus der Scope 3 Bilanz ausgeschlossen werden.

Empfehlung VSE: Emissionen (Scope 1 und 2) von Gesellschaften / Unternehmen, die ein EVU nicht beherrscht und auf die sie keinen operativen Einfluss nehmen können, werden als reine Finanzbeteiligungen in Kategorie 3.15 entsprechend der Beteiligungsquote ausgewiesen. Die Energieproduktion kann mit hohen Emissionen verbunden sein, was sich im Fall von Beteiligungen entsprechend auf die Scope 3 Bilanz auswirkt. Dabei sollten die Vorgaben des GHG Protocol eingehalten werden, wonach wesentliche Emissionen nicht ausgeschlossen werden dürfen. Werden Emissionen aufgrund einer individuellen Wesentlichkeitsschwelle gemäss GHG Protocol (WRI/WBCSD 2011, Tabelle 5.9) ausgeschlossen, ist dies offenzulegen und transparent zu begründen.

5. Emissionsfaktoren

- (1) Emissionsfaktoren zeigen auf, wie viel von einem bestimmten Treibhausgas pro Bezugsgrösse freigesetzt wird, beispielsweise beim Verbrennen fossiler Brennstoffe. Üblicherweise werden sie in Einheiten wie Kilogramm CO₂-Äquivalent (CO₂e) pro Bezugsgrösse (z. B. Megajoule Energie oder Liter Treibstoff) angegeben.
- (2) Das Bundesamt für Umwelt (BAFU) stellt Schweizer Firmen für die THG-Bilanzierung das Tool «Corporate Footprint Calculator» sowie den dazugehörigen Appendix «Energy Splits» mit Emissionsfaktoren für alle drei Scopes zur Verfügung.²¹

Empfehlung VSE: Zur Vergleichbarkeit innerhalb und ausserhalb der Branche empfiehlt es sich, die vom Bundesamt für Umwelt (BAFU) im Rahmen des «Corporate Footprint Calculator» (CFC) zur Verfügung gestellten Emissionsfaktoren zu verwenden. Im Appendix Energy Splits des CFC-Tools sind unter «Electricity» die Emissionsfaktoren je Technologie und Scope ersichtlich. Ergänzungen und Abweichungen sind nicht ausgeschlossen und in individuellen Fällen zielführend. Dabei gilt grundsätzlich, dass davon abgewichen werden kann, wenn eine genauere Betrachtung möglich ist (z.B. bei genaueren Systemgrenzen für die Bestimmung des location-based Emissionsfaktors oder bei kraftwerkspezifischen Emissionsfaktoren).

²¹ [Corporate Footprint Calculator \(BAFU\)](#), [Energy Splits \(BAFU\)](#), Stand März 2026



- (3) Gemäss Scope 2 Guidance des GHG Protocol (WRI/WBCSD 2015, Kapitel 6.6) müssen Emissionsfaktoren stets sachgerecht den jeweiligen Stromverbräuchen zugeordnet werden. Dies bedeutet, dass für jede verbrauchte Strommenge ein Emissionsfaktor verwendet wird, der die tatsächlichen Versorgungsbedingungen möglichst realitätsnah widerspiegelt. Dabei ist insbesondere darauf zu achten, dass die Zuordnung sowohl geografisch (entsprechend dem relevanten Stromnetz), zeitlich (bezogen auf das jeweilige Berichtsjahr bzw. den Verbrauchszeitraum) als auch – im Falle des marktbasierten Ansatzes – vertraglich korrekt erfolgt. Es ist somit wichtig, dass der THG-Emissionsfaktor für den Strommix Schweiz im location-based Ansatz jährlich aktualisiert wird, um eine möglichst genaue Abbildung der verursachten Emissionen sicherzustellen. Der VSE berechnet den THG-Emissionsfaktor für Strom in der Schweiz jährlich. Die Methodik und die Ergebnisse des Vorjahreswerts sowie die Prognose werden in Form eines Berichts jährlich bis Ende Januar publiziert.²² Die Summe der Faktoren Scope 1+2 (CH und EU) entspricht dem Emissionsfaktor zur Bilanzierung der Emissionen aus dem Stromverbrauch in Scope 2. Die Summe der Faktoren Scope 3 (CH und EU) entspricht dem Emissionsfaktor für die Bilanzierung der vorgelagerten Emissionen in Scope 3, Kategorie 3.

Empfehlung VSE: Für den location-based THG-Emissionsfaktor Strommix Schweiz soll der vom VSE jährlich für das Vorjahr berechnete und publizierte Emissionsfaktor verwendet werden.

²² www.strom.ch/co2-gehalt



Teil 2: Klimaziel und Fahrplan Netto-Null

6. Grundlagen

6.1 Warum ein Klimaziel setzen?

- (1) Klimaziele sind ein zentraler Bestandteil einer zukunftsorientierten Unternehmensstrategie. Angesichts der globalen Bemühungen zur Reduktion von THG-Emissionen sowie steigender regulatorischer und gesellschaftlicher Erwartungen schaffen verbindliche Klimaziele einen strategischen Rahmen, um den Transformationsprozess der Energieversorgung aktiv zu gestalten und langfristig wettbewerbsfähig zu bleiben.
- (2) Die Festlegung von Klimazielen bietet für EVU verschiedene strategische und operative Vorteile:
 - Klimaziele ermöglichen eine langfristige strategische Planung, beispielsweise bei Investitionen in Produktionsanlagen, Infrastruktur oder Lieferketten.
 - Gezielte Dekarbonisierungsmassnahmen, die sich an einer Zielvorgabe ausrichten, verbessern die Vorhersagbarkeit von Energiekosten und der Verfügbarkeit von Rohstoffen.
 - Sie tragen zur Reduktion von Transitionsrisiken bei, etwa im Zusammenhang mit regulatorischen Veränderungen, CO₂-Bepreisung oder technologischen Entwicklungen im Energiesystem.
 - Effizienzsteigerungen durch Energieeinsparungen und Ressourcenschonung können direkte Betriebskosten senken.
 - Klimaziele stärken die Reputation und die Glaubwürdigkeit gegenüber Kundinnen und Kunden.
 - Klimaziele verbessern die Resultate bei Ratings und die Gewinnchancen bei Ausschreibungen.
 - Kundinnen und Kunden von EVU benötigen entsprechende Informationen häufig für ihre eigene THG-Bilanz oder für die Definition ihres Absenkpfeils.

6.2 Regulatorische Anforderungen an Klimaziele und Fahrplan Netto-Null

- (1) Die Berichterstattung über Klimabelange ist ein zentraler Bestandteil moderner Nachhaltigkeitsregulierungen und dient der transparenten Darstellung klimabezogener Risiken, Chancen und Auswirkungen auf das Geschäftsmodell. Regulatorische Rahmenwerke wie ESRS oder IFRS S2 verlangen systematische Angaben in den Bereichen Governance, Strategie, Risikomanagement, Massnahmen und Kennzahlen. Grosse und international tätige Unternehmen müssen individuell prüfen, welchen Offenlegungspflichten sie unterliegen. Dieser Teil des Leitfadens konzentriert sich auf Anforderungen und Empfehlungen hinsichtlich Klimazielen und Massnahmen.
- (2) Für Schweizer Unternehmen liefert das Klima- und Innovationsgesetz (KIG) die zentrale gesetzliche Grundlage für ein Netto-Null-Ziel (vgl. Kapitel 1). Gemäss Art. 5 Abs. 1 KIG müssen alle Unternehmen spätestens bis zum Jahr 2050 Netto-Null-Emissionen aufweisen (Scope 1 und 2). Die Kantone für ihre zentralen Verwaltungen und die bundesnahen Betriebe streben an, ab 2040 mindestens Netto-Null-Emissionen aufzuweisen (Art. 10 Abs. 4 KIG). Einige Unternehmen verpflichten sich unter freiwilligen Standards (wie z.B. der Science Based Targets-Initiative SBTi) zu einem langfristigen Netto-Null Ziel sowie Zwischenzielen.
- (3) Zur Erreichung der Zielsetzung können Unternehmen Netto-Null-Fahrpläne entwickeln. Diese sind derzeit nicht verbindlich, dienen jedoch als praxisnahes Steuerungsinstrument. Ein glaubwürdiger



Fahrplan oder «Transitionsplan» sollte quantifizierte mittel- und langfristige CO₂-Ziele, relevante Massnahmen sowie eine realistische zeitliche Umsetzung enthalten. Der Netto-Null-Fahrplan, resp. die Netto-Null Zielsetzung, Absenkpfade und Massnahmen bilden die strategische Grundlage für die nachhaltige Dekarbonisierung des Unternehmens. Im schweizerischen Kontext hat sich der Begriff „Netto-Null-Fahrplan“ etabliert und wird daher im Folgenden verwendet.

- (4) Die folgende Tabelle stellt die Anforderungen relevanter Regularien und Standards (vgl. Kapitel 1) für Schweizer Unternehmen mit Fokus auf die Netto-Null-Zielsetzung und -Fahrplan dar.

	Anforderungen bzgl. Zielsetzung und Fahrplan
Klima- und Innovationsgesetz (KIG) Klimaschutzverordnung (KIV)	Zielsetzung: - Netto-Null bis 2050 (verbindlich für Scope 1 & 2) - Netto-Null bis 2040 Pflicht für zentrale Bundesverwaltung (verbindlich für Scope 1 & 2) - Netto-Null bis 2040 für Verwaltung und bundesnahe Betriebe anzustreben - Scope 3 Ziel für relevante Kategorien empfohlen Fahrplan: - Fahrplan Netto-Null empfohlen - Fahrplan nur verpflichtend für Unternehmen, die Finanzhilfen für die Anwendung neuartiger Technologien und Prozesse beantragen (Art. 6 KIG) - Richtlinie Netto-Null Fahrplan für die Umsetzung
Verordnung über die Berichterstattung über Klimabelange / Art. 964a-c OR Geplant (ca. 2029): NUFG	Geforderter Standard: aktuell TCFD, künftig international anerkannter Standard (z.B. ISSB, ESRS) Ziele: - CO₂-Ziele verpflichtend - Orientierung an Schweizer Klimazielen Fahrplan: - Art. 964b OR verlangt nebst den CO₂-Zielen auch Massnahmen, eine Bewertung der Wirkung der Massnahmen sowie wesentliche KPIs - Mindestanforderungen an Fahrplan Netto-Null empfohlen
CSRD, resp. ESRS E1 (European Sustainability Reporting Standards) Omnibus-Richtlinie	Zielsetzung: Offenlegung bei Wesentlichkeit - Scope 1 & 2 - Scope 3 für relevante Kategorien - An 1.5°C Ziel orientiert, wissenschaftsbasiert - Netto-Null bis 2050 Fahrplan: Nach ESRS E1-1 ist offenzulegen, ob ein Transition Plan besteht; besteht keiner, ist offenzulegen, ob und wann ein solcher angenommen werden soll.

Tabelle 12: Regulatorische Anforderungen an Klimaziele und Fahrplan Netto-Null

7. Erarbeitung von Klimazielen und Fahrplänen in Richtung Netto-Null

- (1) Auf der Basis der Vorgaben aus der Gesetzgebung und relevanten Standards sowie den Erfahrungswerten der EVU, die bereits Netto-Null Ziele und Fahrpläne erarbeitet haben, wurden sieben Schritte des Dekarbonisierungsprozesses identifiziert (vgl. Abbildung 5). Die Schritte sind wiederkehrend,



erfolgen in der Regel jedoch zeitlich gestaffelt, wobei der zeitliche Umsetzungsrahmen und die operative Ausgestaltung unterschiedlich sein kann.





Abbildung 5: Dekarbonisierungsprozess in 7 Schritten

- (2) **THG-Bilanz erstellen (Schritt 1):** Die Festlegung von Zielen und Fahrplänen zur Dekarbonisierung eines Unternehmens beginnen mit einer soliden THG-Bilanz. Empfehlungen zur Erstellung der THG-Bilanz sind in Teil 1 dieses Leitfadens (vgl. Kapitel 2-5) erläutert. Auf der Basis belastbarer Daten kann das EVU wesentliche Emissionsquellen identifizieren, Reduktionspotenziale ableiten, Massnahmen priorisieren und Fortschritte messen. Eine sorgfältige Dokumentation und ein strukturiertes Datenmanagement bilden daher die Grundlage für den gesamten Dekarbonisierungsprozess.

7.1 Analyse der Emissionsentwicklung (Schritt 2)

- (1) Die Dekarbonisierung setzt einen fundamentalen Umbau der Energieversorgung voraus – und wird Strom eine noch zentralere Bedeutung zumessen. Gemäss der VSE Studie «Energiezukunft 2050» steigt der Landesstromverbrauch um rund 50% auf ca. 91 TWh bis 2050 gegenüber 2025. Der Erneuerungsbedarf der Schweizer Energieinfrastruktur und der bedarfsgerechte Ausbau zur Unterstützung der Energietransition können z.B. kurz-/ mittelfristig zu höheren Emissionen führen.
- (2) Für EVU ist die Analyse der zukünftigen Entwicklung der wichtigsten Emissionstreiber ein zentraler Bestandteil der Netto-Null-Strategie. Zur Festlegung der Ziele und Massnahmen ist es nützlich, die Entwicklung der Emissionen basierend auf ihrer Wesentlichkeit und der strategischen Unternehmensplanung zu modellieren. Wichtige Treiber der bestehenden und zukünftigen THG-Emissionen sind die Absatzentwicklung der angebotenen Produkte (z.B. Elektromobilität, Heizungsersatz, usw.), der Ausbau und die Modernisierung der Energieinfrastruktur sowie exogene Faktoren (z.B. technologischer Fortschritt, Marktentwicklung, Witterung, Regulierung). Beispielsweise sind zur Einschätzung der THG-Emissionsentwicklung in Bezug auf die Energieinfrastruktur u.a. folgende Aspekte relevant:
- Abschätzung der zukünftig zu erneuernden und zuzubauenden Energieinfrastruktur bis 2050 u.a. basierend auf der Lebensdauer von bestehenden Anlagen und dem zukünftigen Bedarf (z.B. Prognose der installierten Produktionsleistung und Technologie, Länge und Technologie der Netzinfrastuktur, Anzahl Felder und Technologie von Schaltanlagen, usw.). Idealerweise verwenden EVU dafür bestehende strategische und operative Mehrjahrespläne für die Infrastrukturentwicklung.
 - Je nach Detaillierungsgrad der strategischen und operativen Mehrjahresplanung, sind Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Infrastrukturentwicklung und dem Umsetzungszeitplan erforderlich, beispielsweise basierend auf historischen Erfahrungswerten und Prognosedaten wie der Energiestrategie 2050 des Bundes. Zur Nachvollziehbarkeit der Projektionen ist eine klare und transparente Dokumentation und interne Abstimmung der Annahmen nützlich.
 - Einschätzung der THG-Emissionen, die beim Bau und Betrieb (Scope 1+2) der geplanten sowie der Instandhaltung und dem Betrieb der bestehenden Infrastruktur bis 2050 anfallen. Dazu bieten sich beispielsweise Durchschnittswerte aus Ökobilanzierungen und der THG-Bilanz des EVUs an, skaliert auf der Basis der prognostizierten Infrastrukturentwicklung (z.B. gCO₂e/kWh produziert, kg CO₂/erneuerter km Netz, kg CO₂/ MVA, usw.).
 - Bei der Verwendung von historischen Durchschnittswerten ist zu beachten, dass zukünftige technologische Fortschritte hinsichtlich Effizienz, Ressourcenverbrauch, Technologie und anderen klimarelevanten Aspekten nicht berücksichtigt sind. Der Einbezug der exogenen Dekarbonisierungsfortschritte entlang der Wertschöpfungskette ist jedoch mit beachtlichem Aufwand und Unsicherheiten verbunden.
- (3) Ziel ist es, die massgeblichen Treiber für die Entwicklung der THG-Emissionen zu identifizieren und daraus steuerbare Handlungsfelder abzuleiten. Weiter ist eine Einschätzung der



Emissionsentwicklung nützlich zur Einordnung des Ambitionslevels von Zwischenzielen sowie der erforderlichen Emissionsreduktionen zur Zielerreichung.

7.2 Netto-Null Ziel und Absenkpfad (Schritt 3)

- (1) Für Schweizer Unternehmen liefert das Klima- und Innovationsgesetz (KIG) die zentrale gesetzliche Grundlage für die Netto-Null-Zielsetzung (vgl. Kapitel 1). Das heisst, spätestens ab 2050 müssen alle Unternehmen Netto-Null Emissionen (Scope 1 und 2) aufweisen.
- (2) Öffentlich-rechtliche Unternehmen haben darüber hinaus eine zusätzliche Orientierungspflicht: Sie richten sich in der Regel nach den Klimazielen ihrer jeweiligen Verwaltungseinheit. Als öffentlich-rechtliche Organisation im Besitz der öffentlichen Hand verpflichten sich die EVU i.d.R., die Ziele aus dem Klimareglement der jeweiligen Verwaltungseinheit einzuhalten und diese bei der Umsetzung des Reglements zu unterstützen.
- (3) Als Standard für freiwillige wissenschaftsbasierte Reduktionsziele hat sich die international breit getragenen SBTi etabliert. Ziel der Vorgaben nach SBTi ist es, Emissionen auf Basis wissenschaftlicher Erkenntnisse zu senken und einen klaren, überprüfbaren Pfad zur Netto-Null-Transformation zu definieren. SBTi definiert dabei «Science Based Targets» als THG-Reduktionsziele von Unternehmen, die mit dem Grad der Dekarbonisierung übereinstimmen, den die Klimawissenschaft als notwendig einstuft, um die Erderwärmung auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Zur Festlegung von wissenschaftsbasierten Zielen für alle drei Scopes gibt SBTi mit dem «Corporate Net-Zero Standard» sowie dazugehörigen Leitfäden und Excel-Tools Hilfestellungen für Unternehmen.²³ Für gewisse Aspekte der wissenschaftsbasierten Zielsetzung bietet der SBTi Standardvarianten an, zwischen welchen sich die Unternehmen entscheiden können. Auch die internationalen Regularien (z.B. CSRD) fordern grundsätzlich «science-based» Ziele, jedoch nicht zwingend SBTi.
- (4) Dem Energiesektor kommt eine zentrale Rolle bei der Emissionsminderung und der Ermöglichung sektorübergreifender Transformationen zu. Die Emissionen der EVU stellen relevante Scope 2 Emissionen für deren Kundinnen und Kunden dar, und aufgrund der mehrheitlich öffentlichen Eigentümerschaft (rund 90 %) tragen EVU eine besondere Verantwortung und Vorbildfunktion. Aus diesem Grund sehen freiwillige, wissenschaftsbasierte Standards (z.B. SBTi), Netto-Null Ziele für die Strombranche bis 2040 vor. Entsprechend richten mehrere Schweizer und europäische Stromversorgungsunternehmen ihre Klimaziele danach aus und orientieren sich dabei an den Vorgaben von SBTi.
- (5) Die Netto-Null Zielerreichung ist jedoch mit technologischen und wirtschaftlichen Herausforderungen verbunden. Dazu gehören beispielsweise:
 - Im Zuge der Transformation kann es kurz- bis mittelfristig zu einer Verlagerung von Emissionen hin zu den EVU kommen: Die Dekarbonisierung des Wärme- und weiterer Sektoren verschiebt Emissionen teilweise von Endverbrauchenden zu den EVU, was kurzfristig zu einer Erhöhung der unternehmensbezogenen Emissionen führen kann, obwohl die systemweiten Emissionen sinken. Vor diesem Hintergrund ist in den kommenden Jahren für bestimmte Emissionsquellen und Kategorien eher mit einem Zuwachs oder zumindest einem nur langsamen Rückgang der Emissionen zu rechnen.

²³ Aktuell wird der Corporate Net-Zero Standard der SBTi überarbeitet. Ein Entwurf des neuen Standards (Version 2.0) wurde im März 2025 publiziert und soll voraussichtlich 2027 in Kraft treten. Ausgehend von der öffentlichen Konsultation dürfte es noch Änderungen an der aktuellen Version geben.



- Die lange Lebensdauer von Kraftwerken und der Netzinfrastruktur kann zu einem verlangsamten Dekarbonisierungspfad beitragen. Umso wichtiger ist es, die Klimawirkung systematisch und frühzeitig in der Entscheidungsfindung mitzubetrachten.
 - Klimaziele und Dekarbonisierungsmassnahmen müssen im Verhältnis zu Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit betrachtet werden.
 - Beim gegenwärtigen Stand der Technologie und in Anbetracht der ökonomischen Lebensdauer der Energieinfrastruktur ist heute absehbar, dass im Energiesektor im Jahr 2050 unvermeidbare oder zumindest «schwer vermeidbare» Emissionen verbleiben. Beispiele sind Emissionen aus KVA, SF₆-Emissionen, Spitzenkessel im Bereich Wärme, sowie Emissionen aufgrund des Einsatzes von Spezialfahrzeugen. Die Erreichung von Netto-Null hängt daher wesentlich von der Verfügbarkeit und Skalierung von Negativemissionstechnologien (NET) ab, die zur Neutralisation verbleibender Emissionsquellen erforderlich sind.
- (6) Zur Erarbeitung von mittel- und langfristigen Klimazielen und Massnahmenfahrplänen ist es wichtig, die Netto-Null Vorgaben, Chancen und Herausforderungen frühzeitig und transparent darzulegen. Als Leitplanken dafür dienen – neben den nationalen und internationalen Vorgaben – die unternehmensspezifische THG-Bilanz und erwartete Emissionsentwicklung sowie die Ziele vergleichbarer Unternehmen in und ausserhalb der Branche. Top-Down Netto-Null Ziele helfen, die Ambition des EVU in Form eines Richtungsziels festzulegen.

Empfehlung VSE: EVU streben an, Scope 1 und 2 Emissionen auf Netto-Null zu reduzieren, nach Möglichkeit bis 2040, spätestens jedoch bis 2050. Es ist zudem empfehlenswert, Scope 3 Emissionen frühzeitig zu berücksichtigen und für die relevanten Kategorien Reduktionsziele zu setzen, um die Klimawirkung entlang der Wertschöpfungskette ganzheitlich zu steuern und die langfristige Erreichung von Netto-Null bis spätestens 2050 zu unterstützen.

Bei der unternehmenseigenen Zielsetzung ist die individuelle Ausgangslage des EVU zu berücksichtigen. Diese verfolgen unterschiedliche Geschäftsmodelle, befinden sich in unterschiedlichen Stadien der Klimaberichterstattung und sind teils an die Zielsetzungen städtischer oder kantonaler Verwaltungen gebunden. Zudem sind bei der Klimazielsetzung die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen. In spezifischen Fällen kann aufgrund aktuell fehlender technologischer und wirtschaftlicher Lösungen ein Netto-Null Ziel 2040 aus heutiger Sicht unrealistisch sein (z.B. im Bereich von Wärmeverbunden, Bereitstellung von Reservekraftwerken oder aufgrund fehlender Negativemissionstechnologien). Im Einklang mit der Schweizer Gesetzgebung ist für diese EVU ein Netto-Null Ziel bis spätestens 2050 anzustreben.

- (7) Die Netto-Null Zielsetzung beinhaltet nebst dem langfristigen Zieljahr weitere Bausteine (Basisjahr, Zwischenziele, Absenkpfad), die bei der Umsetzung zu beachten sind. Die Richtlinie «Netto-Null Fahrpläne» zu Art. 5 KIG liefert dafür eine Orientierungshilfe (vgl. BFE 2025). Die Verwendung von anderen Methoden ist möglich, sie sollten jedoch wissenschaftlich anerkannten Methoden oder Standards entsprechen (z.B. SBTi).
- (8) In der folgenden Tabelle werden spezifische Punkte je Baustein der Zielsetzung für Schweizer EVU aufgeführt. Es handelt sich dabei um Erfahrungswerte aus der Branche, von denen im individuellen Fall, z.B. zur Erfüllung einer SBTi-Validierung oder ESRS-Anforderungen, abgewichen werden muss.



Baustein	Scope 1 & 2	Scope 3
Basisjahr	- Das Basisjahr sollte repräsentativ sein; Kein Jahr mit stark abweichender Produktion oder aussergewöhnlicher Situation auf dem Energiemarkt wählen. - Es ist sinnvoll, zuerst 2-3 Jahre die Daten zu erfassen und dann das Basisjahr zu wählen. - Für das Basisjahr sollte eine THG-Bilanz vorliegen. - Kein Durchschnittswert mehrerer Jahre verwenden, da dies in vielen Fällen nicht erlaubt ist, nicht best-practice entspricht und schwierig zu kommunizieren ist.	- In Scope 3 lohnt es sich zu warten, bis die Datengrundlage robust ist und die wesentlichen Treiber bekannt sind. - Insbesondere für die wesentlichen Treiber sollte eine Zielsetzung auf activity-based Daten basieren, da ansonsten die Abweichungen später gross sein können und ein Re-statement der Ziele notwendig wird. - Alternativ: Schrittweise Vorgehen mit einem spend-based Ansatz. Nachteil: Re-statement wird notwendig, sobald die Daten genauer vorliegen.
Zieljahr Netto-Null	- Nach Möglichkeit Netto-Null 2040 (Geschäftsjahr) – spätestens 2050	- Gemäss Klimagesetz (KIG) ist die Festlegung eines Scope-3-Ziels in der Schweiz derzeit freiwillig. Es ist jedoch sinnvoll, diese Emissionen nicht auszublenken und sich frühzeitig entsprechende Reduktionsziele zu setzen (z.B. für die relevanten Kategorien). Unterstützend wirkt dabei, dass zur Erreichung von Netto-Null bis 2050 im Gesamtsystem zwangsläufig auch die Scope-3-Emissionen dekarbonisiert werden. - Scope 3 Ziel separat zu Scope 1 und 2 setzen - In Scope 3 kann ein übergeordnetes Ziel gepaart mit Unterzielen pro relevante Kategorie sinnvoll sein (z.B. im Energieverkauf/-Handel).
Zwischenzieljahre	- Zwischenziele für die Jahre 2030 und 2040 wählen, wobei diese nicht zwingend von Anfang an zu setzen sind - Zusätzliche Zwischenziele für 2035 und 2045 bei Bedarf	- Ein mittelfristiges- und ein langfristiges Zwischenziel setzen



Absenkpfad /-rate	- Transparenz als Grundsatz - Absenkpfad, der die Minderung (absolut) der Scope 1 und 2 Emissionen des Unternehmens darstellt. Das Endziel entspricht der CO₂e-Menge, die den schwer vermeidbaren Emissionen entspricht oder Brutto-Null Emissionen. Für Unternehmen mit hoher Energieproduktion (Strom und Wärme) ist es sinnvoll, ein begleitendes Intensitätsziel (z.B. in CO₂e/MWh) zu setzen. Dadurch kann auch der Ausbau der Erneuerbaren Energien berücksichtigt werden, da ein Anreiz besteht, pro Energiemenge zu reduzieren. - Nach Möglichkeit sollte der Absenkpfad linear verlaufen, wobei im individuellen Fall davon abgewichen werden kann. Gründe für einen nicht-linearen Verlauf können sein: Investitionen im Energiesektor haben einen langen Lebenszyklus, was die Dekarbonisierung verlangsamen kann; Lösungen zur Dekarbonisierung in gewissen Geschäftsbereichen sind noch nicht auf dem Markt verfügbar; oder das Unternehmen hat bereits die bedeutendsten Massnahmen zur Dekarbonisierung seiner Aktivitäten umgesetzt. - Intern kann zudem der Ansatz des Carbon Budget verwendet werden: Das Carbon Budget eines Unternehmens beschreibt die maximale Menge an CO₂e Emissionen, die es noch ausstossen darf, um im Einklang mit den gesetzten Klimazielen zu bleiben. - Separater Aufbaupfad für NET	- Je nach Kategorie können auch in Scope 3 Intensitätsziele sinnvoll sein (z.B. für Kategorie 3.3) - Separater Aufbaupfad für NET in Scope 3
----------------------	--	---

Tabelle 13: Bausteine der Netto-Null Zielsetzung

7.2.1 Umgang mit Restemissionen

- (1) Das Klima- und Innovationsgesetz definiert Netto-Null-Emissionen sowie Negativemissionstechnologien wie folgt:
 - **Netto-Null-Emissionen:** Grösstmögliche Verminderung der THG-Emissionen und Ausgleich der Wirkung der verbleibenden Emissionen durch die Anwendung von Negativemissionstechnologien (Art. 2 Bst. d KIG).
 - **Negativemissionstechnologien (NET):** biologische und technische Verfahren, um CO₂ aus der Atmosphäre zu entfernen und dauerhaft in Wäldern, in Böden, in Holzprodukten oder in anderen Kohlenstoffspeichern zu binden (Art. 2 Bst. a KIG).
- (2) Nach der Umsetzung aller Vermeidungs- und Reduktionsmassnahmen verbleiben unvermeidbare Restemissionen, die durch Negativemissionstechnologien aus der Atmosphäre entfernt werden



müssen. Unvermeidbare oder schwer vermeidbar Emissionen im Energiesektor bezeichnen diejenigen THG-Emissionen, die selbst unter sehr ambitionierten Dekarbonisierungsmassnahmen – einschliesslich eines umfassenden Ausbaus erneuerbarer Energien sowie des konsequenten Einsatzes sämtlicher technisch verfügbarer Vermeidungstechnologien – technisch oder wirtschaftlich nicht vollständig eliminiert werden können. Diese Restemissionen sollen transparent ausgewiesen werden. Die Abbildung 6 veranschaulicht dies an einem Beispiel eines Netto-Null-Fahrplans bis 2040.

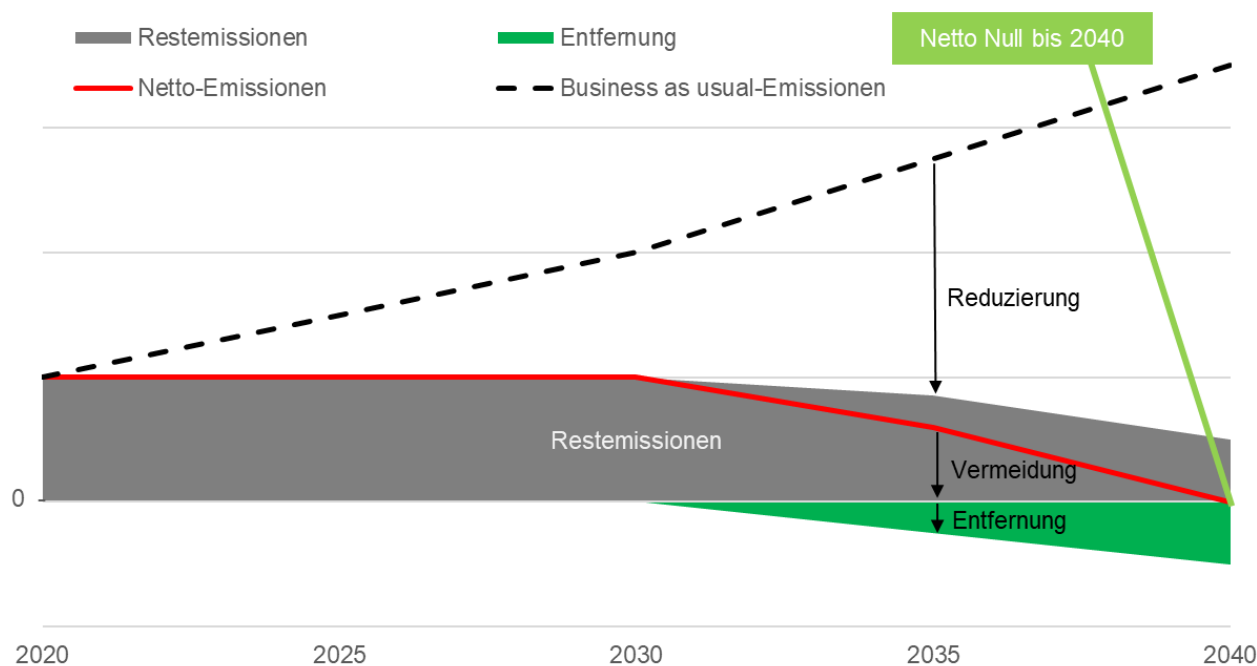


Abbildung 6: Beispiel der Emissionsentwicklung bis 2050 (Quelle: eigene Darstellung, in Anlehnung an senken.io)

(3) Gemäss den Erläuterungen zur Klimaschutz-Verordnung (KIV) ist bei der Erreichung von Netto-Null folgende Kaskade zu beachten:

1. Vermeidung fossiler Primärenergieträger
2. CO₂-Abscheidung (CCS, CCUS und CCU)
3. Negativemissionstechnologien (NET)

Schritt 1 umfasst die Vermeidung von Emissionen durch den Ersatz fossiler Primärenergieträger durch bestehende oder neuartige Technologien, beispielsweise durch Elektrifizierung.

Schritt 2 betrifft die Abscheidung und wenn möglich dauerhafte Speicherung von fossilem oder prozessbedingtem CO₂ direkt an Anlagen. Da das abgeschiedene CO₂ aus fossilen oder prozessbedingten Quellen stammt, handelt es sich dabei um eine Emissionsminderungsmassnahme und nicht um NET.

- Bei CCS (Carbon Capture and Storage) wird das CO₂ dauerhaft im Untergrund gespeichert.
- Bei CCUS (Carbon Capture, Utilisation and Storage) wird das CO₂ in Produkten gebunden und langfristig gespeichert.

- Bei CCU (Carbon Capture and Utilisation) wird das CO₂ weiterverwendet, ohne dass eine dauerhafte Speicherung erfolgt. CCU gilt als Brückentechnologie, sofern eine spätere dauerhafte Speicherung vorgesehen ist oder fossile Energieträger substituiert werden.

Schritt 3 kommt zum Einsatz, falls nach den Schritten 1 und 2 noch Emissionen verbleiben (beispielsweise, weil CCS die Emissionen nur zu 90% vermindert). In diesem Fall sind NET einzusetzen. NET entziehen der Atmosphäre CO₂ und speichern dieses dauerhaft. Das CO₂ kann dabei auch aus biogenen Quellen stammen, da Biomasse zuvor CO₂ aus der Atmosphäre aufgenommen hat. Massnahmen, wie Investitionen in erneuerbare Energien, die zwar zukünftige Emissionen vermeiden, jedoch kein CO₂ aus der Atmosphäre entfernen und speichern, gelten folglich nicht als NET. Beispiele für NET sind direkte Luftabscheidung und Speicherung (DACCS), Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (BECCS), Pflanzenkohle, Beschleunigte Verwitterung, oder Aufforstung. Gemäss der Richtlinie zu Art. 5 KIG können Negativemissionen entweder innerhalb des Unternehmens erzeugt und/oder in Form von CO₂-Zertifikaten nach CO₂-Gesetz beschafft werden (vgl. BFE 2025, S. 29). Die Anforderungen an solche CO₂-Zertifikate erfüllen aktuell einzig internationale, sogenannte «IT-MOs» (Internationally Transferred Mitigation Outcomes) und nationale Bescheinigungen für Negativemissionen (vgl. BAFU 2026). Zusätzlich dazu gibt es den Voluntary Carbon Market (VCM). In der Schweiz ist der freiwillige Markt für CO₂-Kompensation derzeit nicht staatlich reguliert, und es gibt keine verbindlichen Regeln, die klar festlegen, ob oder in welchem Umfang freiwillige CO₂-Zertifikate aus dem VCM an die Netto-Null-Zielsetzungen angerechnet werden können. Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden sich voraussichtlich noch entwickeln, insbesondere im Kontext des revidierten CO₂-Gesetzes und internationaler Standards.

Empfehlung VSE: EVU sollten sich im Rahmen der Netto-Null Zielsetzung frühzeitig Gedanken zu schwer vermeidbaren Emissionen machen und die Anwendungs- sowie Neutralisationsmöglichkeiten im Bereich der Negativemissionstechnologien prüfen.

7.3 Massnahmen (Schritt 4)

- (1) Um die gesetzten Ziele zu erreichen, müssen Massnahmen zur THG-Reduktion geplant und umgesetzt werden. Im Rahmen der Dekarbonisierungsstrategie gilt es individuell zu prüfen, welche Massnahmen sinnvoll sind. Es empfiehlt sich, Massnahmen nach ausgewählten Kriterien zu beurteilen. Darauf basierend können Massnahmen priorisiert und ein unternehmensspezifischer Massnahmenplan erstellt werden. Beispiele von Kriterien sind:
 - Wirksamkeit (Einschätzung der THG-Reduktion)
 - Wirtschaftlichkeit (finanzielle Tragbarkeit)
 - Technische Machbarkeit
- (2) Der Massnahmenplan orientiert sich am aktuellen Technologiestand. Die gesetzten Ziele müssen regelmässig überprüft und Massnahmen weiterentwickelt werden, da es wahrscheinlich ist, dass wir heute nicht alle Massnahmen identifizieren können, um die Ziele in 10-20+ Jahren zu erreichen. Basierend auf dieser Prüfung kann die erwartete Reduktion mit dem gesetzten Netto-Null Ziel abgeglichen werden.

Empfehlung VSE: Um die gesetzten Netto-Null-Ziele zu erreichen und einen unternehmensspezifischen Massnahmenplan zu erstellen, sollten gezielt Massnahmen zur THG-Reduktion geplant, bewertet und priorisiert werden. Dieser Plan orientiert sich am aktuellen Technologiestand, muss



regelmässig überprüft und angepasst werden, da wahrscheinlich nicht alle erforderlichen Massnahmen heute identifiziert werden können. Auf dieser Basis lässt sich die erwartete Reduktion kontinuierlich mit den Netto-Null-Zielen abgleichen und die Strategie anpassen. Die Dekarbonisierung ist im Kontext der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit umzusetzen. Wo Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit den Dekarbonisierungspfad zeitlich beeinflussen, ist dies im Rahmen des Monitorings zu dokumentieren und bei der periodischen Überprüfung der Ziele zu berücksichtigen.

7.3.1 Massnahmen je Scope

- (1) Im Folgenden werden typische Massnahmen je Scope und Kategorie für EVU aufgelistet. Die Liste gilt als Orientierungshilfe und ist nicht abschliessend. Dabei handelt es sich um Massnahmen innerhalb der eigenen Wertschöpfungskette. Vermiedene Emissionen bei der Nutzung eines Produktes oder einer Dienstleistung ausserhalb der eigenen Wertschöpfungskette – z.B., wenn Kundinnen und Kunden von einer Ölheizung zu einer Wärmepumpe wechseln – können gemäss GHG-Protocol nicht an die Netto-Null Zielsetzung angerechnet werden.

Scope 1		
Massnahme	Kategorie	Beispiele / Erläuterungen
Zubau der erneuerbaren Energieproduktion zur Senkung der Emissionsintensität	Stromgeschäft	Anrechnung an ein Intensitätsziel (z.B. in CO _{2e} /MWh) Herausforderungen / Abhängigkeiten: Speichermöglichkeiten
Ersatz fossiler Stromproduktion	Stromgeschäft	Hohe Wirksamkeit zur Reduktion der absoluten CO ₂ -Emissionen Beispiele: Stilllegung von Kraftwerken mit fossilen Energieträgern wie Gaskombikraftwerken, Kohlekraftwerken
Handhabung und Ersatz von Isoliergasen	Stromgeschäft	Beispiele: Verbesserung im Betriebshandling von SF ₆ , Alternative Isoliergase für Schaltanlagen Weitere Details in Kapitel 7.3.2
Alternativen zu fossil betriebenen Notstromgeneratoren	Stromgeschäft	Beispiele: Einsatz von Synthetic fuels oder Ersatz durch Batterie (falls technisch möglich)
Umrüstung von Biomasseanlagen zur Reduktion von Methanschluß	Stromgeschäft	Beispiele: Umrüstungen von reinen Blockheizkraftwerken (BHKW) zu Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) unter Einsatz von Presswassertanks, um Methanschluß zu reduzieren.
Betriebsoptimierung Kraftwerke und Wärme-/Kälteproduktion	Stromgeschäft / Energieverbunde	Beispiele: Datenanalyse & Optimierung (z.B. Demandside Management), Umsetzung Regelstrategie digital Twin, Erneuerung Mess-, Steuer- und Regeltechnik, Zusammenschluss von Energieverbunden, Ausbau Wärmespeicher Predictive Maintenance (weniger Ausfälle, Betriebsverbesserung)



Ersatz fossiler Brennstoffe in Wärme- und Kälteverbunden	Energieverbunde	Beispiele: Ersatz fossiler Heizungen durch Wärmepumpensystemen, die auf erneuerbare Energien oder Abwärmenutzung basieren; Retrofit Heizkessel; Einsatz von Biogas, synthetic fuel anstelle von fossilen Brennstoffen
Ersatz von klimaschädlichen Kältemittel	Energieverbunde	Beispiel: Einsatz natürlicher, klimaschonender Kältemittel im Betrieb von Wärmepumpen
Effizienzmassnahmen Gebäudetechnik und Gebäudehülle	Verwaltungs- und Betriebsgebäude	Effizienzmassnahmen in den eigenen Gebäuden (mit operativer Kontrolle) zur Reduktion von direkten Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe für die eigene Heizung und Warmwasseraufbereitung (z.B. durch Öl- oder Gaskessel), Emissionen aus Notstromaggregaten oder direkten Kältemittelverlusten aus Klimaanlage. Beispiele: Heizungersatz; Ersatz von Kältemittel in eigenen Wärmepumpen oder Klimaanlage; Wärmedämmung (Fassade, Dach, Boden); Fensterersatz
Alternative Antriebe Fahrzeugflotte	Fahrzeuge	Beispiel: Ersatz der Fahrzeugflotte durch E-Autos
Alternative Treibstoffe Fahrzeuge	Fahrzeuge	Beispiel: Einsatz von Synthetic fuels
Effizienter Einsatz Fahrzeugflotte (fossil)	Fahrzeuge	Beispiele: Poolmanagement, EcoDrive, Routenoptimierung LKW/Servicefahrzeuge
Zusatzmassnahme: Direct Carbon Capture (z.B. CCS, CCU, CCUS)	Stromgeschäft / Energieverbunde	In der eigenen Wertschöpfungskette: Wo eine anderweitige CO ₂ -Reduktion nicht möglich ist, müssen Massnahmen zur dauerhaften Speicherung von fossilem oder prozessbedingtem CO ₂ zum Einsatz kommen.
Scope 2		
Massnahme	Kategorie	Beispiele / Erläuterungen
Eigener Stromverbrauch 100% erneuerbar	Verwaltungs- und Betriebsgebäude	Eigenproduktion erneuerbar Market-based: - Effektive Beschaffung (z.B. PPA) von erneuerbarem Strom für den eigenen Strombezug - Optimierung mit HKN ²⁴
Effizienzmassnahmen Gebäudetechnik und Gebäudehülle	Verwaltungs- und Betriebsgebäude	Effizienzmassnahmen in den eigenen Gebäuden (mit operativer Kontrolle); Beispiele:

²⁴ Gemäss GHG-Protocol müssen vertragliche Instrumente aus demselben Markt stammen, in dem sich die stromverbrauchenden Betriebe des Unternehmens befinden («same market» Kriterium). Laut der Richtlinie zu Netto-Null-Fahrplänen des BFE (vgl. BFE 2025) dürfen nur Schweizer HKN sowie Power Purchase Agreements (PPA), die für Produktionsanlagen in der Schweiz abgeschlossen wurden, an ein Netto-Null Ziel angerechnet werden. Diese enge Interpretation des «same market» Kriteriums ist derzeit nicht gesetzlich verankert. Die regulatorische Entwicklung diesbezüglich ist zu beobachten.



		- Kontrollierte Wohnraumlüftung mit Wärmerückgewinnung (WRG) - Free Cooling / Nachtlüftung - Beleuchtung (auf LED umrüsten) - Betriebsoptimierung über Gebäudemanagementsystem - Speicherlösungen Strom Ergänzung: Kantonale Zielvereinbarungen für einzelne Standorte prüfen
Nutzung Abwärme von Industrie und Gewerbe, Abwässer	Energieverbünde / Verwaltungs- und Betriebsgebäude	Beispiel: Abwärme von Rechenzentren nutzen
Eigener Stromverbrauch Elektrofahrzeug-Flotte 100% erneuerbar	Fahrzeuge	Aus eigener Stromproduktion oder mit HKN optimiert
Effizienter Einsatz Elektrofahrzeug-Flotte	Fahrzeuge	Beispiele: Poolmanagement, EcoDrive, Routenoptimierung LKW/Servicefahrzeuge, Lohnpauschale für MA die E-Auto zuhause (Firmenfahrzeug) laden
Netzverluste mit HKN decken	Netze	
Verringerung Netzverluste	Netze	Beispiele: Spannungserhöhung auf Mittelspannungsebene, Einsatz verlustarmer Verteiltransformatoren, Einbezug der Verlustrate bei der Beschaffung von Leiterseilen/ Kabel
Scope 3		
Massnahme	Kategorie	Beispiele / Erläuterungen
Beschaffung von CO ₂ -reduzierten Materialien / Dekarbonisierung der Lieferketten	3.1 / 3.2	Einbezug des CO₂-Fussabdrucks bei der Planung und Beschaffung, z.B. durch Ökobilanzierungen, internem CO₂-Preis, Raw Material Passports zur vergleichbaren Berechnung und Bewertung des Komponenten-spezifischen CO₂-Fussabdrucks, Environmental Product Declarations oder andere Nachweise Ressourcenoptimierung bei der Planung und Beschaffung in Richtung Kreislaufwirtschaft, z.B. Verwendung von Sekundärmaterialien als Teil der technischen Spezifikationen oder als Kriterium bei Beschaffungen Berücksichtigung bei Bauprojekten, insbesondere durch die Optimierung der Maschinennutzung, den Einsatz von Miet- und Sharing-Modellen sowie die bevorzugte Beschaffung emissionsarmer und langlebiger Baugeräte.



		Einbezug von Externalitäten bei der Kosten-Nutzen Beurteilung von Varianten (interner CO ₂ -Preis) Partnerschaften mit Lieferanten (z.B. aktives Lieferantenmanagement)
Reserven / Überkapazitäten reduzieren	3.1 / 3.2	Nach ausgewiesenem Bedarf planen und beschaffen; ohne Reserve (Netze und Produktion), "Predictive Maintenance" Lebensdauer bestehender Anlagen optimieren durch Reparatur anstelle Ersatz
Optimierte Netzplanung	3.1 / 3.2	Netzbetreiber orientieren sich u.a. am zentralen Grundsatz der Netzplanung in der Schweiz: dem NOVA-Prinzip «Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau». Dieses beinhaltet 20 Massnahmen, die möglichst klimaschonenden Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglicht. Es priorisiert die effiziente Nutzung bestehender Leitungen, um den Bau neuer Netzanlagen zu minimieren und THG-Emissionen durch Bauprojekte zu reduzieren.
Beschaffung von erneuerbaren Energien für Endkunden	3.3	Vor- und nachgelagerte Wertschöpfungskette von Strom und Wärme. Bei erneuerbaren Energien niedriger (weil Brennstoffe nicht abgebaut und transportiert werden müssen), allerdings sind die Vorketten der Erneuerbaren auch nicht CO ₂ -frei (Abbau von Eisenerz, Stahlproduktion, etc.)
Gasgeschäft dekarbonisieren	3.11	Ausbau von Biogas
Circular Economy Prinzipien	3.12	Circular Economy Prinzipien anwenden bei End of life-treatment (Rotorblätter, Panels, Kaskadierung bei Batterien)
Integration von ESG-Kriterien in Investitionsentscheidungen	3.15	Priorisierung von Investitionen in emissionsarme Projekte und Unternehmen bis hin zu Ausstieg
Mobilität: "Initiativen" Unternehmenskultur im Bereich Geschäftsreisen und Pendeln	3.6/3.7	Beispiele: - Förderung der ÖV-Nutzung bei den Mitarbeitenden - Einführung Mobilitätsmanagement - Richtlinien für die Verwendung von Transportmittel für Geschäftsreisen - Parkplatzmanagementsystem - Internes CO₂-Budget bei Flugreisen

Tabelle 14: Typische Massnahmen je Scope für EVU

7.3.2 Dekarbonisierung Isoliergase

- (1) SF₆ (Schwefelhexafluorid) ist ein hochwirksames Treibhausgas mit einem globalen Erwärmungspotenzial von 24'300 gemäss IPCC AR6 (1 kg SF₆ ist gleich wirksam wie 24.3 Tonnen CO₂). Seine Verwendung ist grundsätzlich verboten, wobei Ausnahmeregelungen für Anwendungen gelten, in denen



SF₆ nicht durch andere Stoffe ersetzt werden kann. Die Handhabung und Meldung von SF₆ ist in der Chemikalien-Risikoreduktions-Verordnung (ChemRRV) geregelt. Ab 2026 treten in der Schweiz sukzessiv neue Verbote für das Inverkehrbringen und die Inbetriebnahme von Schaltanlagen mit SF₆ in Kraft. Dabei orientiert sich die ChemRRV an der EU-F-Gas-Verordnung. Betroffen sind Schaltanlagen auf allen Spannungsniveaus, jedoch zuerst auf den untersten Niveaus und ab 2032 auch für die höchste Spannungsebene. SF₆ wird als Isolier- und Löschgas eingesetzt, wenn eine kompakte Bauweise, hohe Sicherheit und zuverlässige Schaltleistung von Schaltanlagen notwendig sind.

- (2) Die Dekarbonisierung der Isoliergase stellt für viele Unternehmen einen wichtigen Hebel zur Reduktion ihrer THG-Emissionen dar. Aufgrund der Tatsache, dass Schaltanlagen mehr als 40-50 Jahre im Einsatz bleiben, ist die Umsetzung dieser Massnahme über Jahrzehnte zu verfolgen. Neben einem Totalersatz von SF₆ sind auch alternative, weniger klimaschädliche Isoliergase einsetzbar. Der Ersatz von SF₆ als Isoliermedium kann mit einer Vergrösserung der Gebäude für Schaltanlagen einhergehen, was in dicht bebauten Regionen eine Herausforderung darstellt. In der folgenden Tabelle werden vereinfacht mögliche Massnahmen und deren Umsetzung aufgezeigt. Diese sind zwingend auf die ChemRRV abzustützen.

Ansatz	Wirkung	Umsetzungshinweise
Ersatz von SF ₆	- Reduktion THG-Emissionen - Reduktion regulatorischer Risiken - Vereinfachter Rückbau der SF₆-freien Anlagen	- Umstieg auf SF₆-freie Isolationsmedien (Clean Air N₂/O₂-Gemisch, Dry Air, alternative Gase wie C4-FN-Mischungen, z.B. g3, und Luft bei Normaldruck) - Wo Platz kein limitierender Faktor ist, kann auf luft-isolierte Schaltanlagen umgestiegen werden - Umstieg auf Vakuum-Leistungsschalter (Vakuumtechnik), das heisst Schalttechnik ohne SF₆ als Löschmedium - Empfehlung: Proaktiver und frühzeitiger Ersatz/Retrofit von SF₆-Anlagen planen
Betriebsoptimierung von SF ₆	- Reduktion THG-Emissionen	- Kontinuierliche Dichtheitsüberwachung, um unkontrollierte SF₆-Leckagen zu reduzieren. Digitale Zustandsüberwachung mit Temperatur- und Lastsensorik - Vermeidung unnötiger Eingriffe dank guter Prüfprozesse und Predictive Maintenance, um das Öffnen der Anlagen zu reduzieren und damit auch Leckrisiken - Optimiertes Handling beim Nachfüllen von SF₆ (z.B. wenige SF₆-Gasflaschen zum Befüllen im Einsatz) - Fachgerechtes Absaugen und Recycling von SF₆ Siehe auch VSE-Richtlinie „Umgang mit SF₆ in den Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen“
Zusätzliche Massnahmen beim Bau von Anlagen und	- Reduktion THG-Emissionen	- Robuste Komponenten der Anlage mit niedrigerem Materialverschleiss und geringeren Wartungsfrequenzen



Gebäuden, Scope 3 be- treffend		- Kompaktere Bauweise und geringerer Materialverbrauch der Anlagen kann ebenfalls den CO₂-Fussabdruck reduzieren - Klimafreundliche Baumaterialien wie Recyclingbeton oder Holz für Anlagengebäude unter Einbezug von technischen und Sicherheits-Anforderungen wie z.B. Brandschutzbestimmungen
--------------------------------------	--	--

Tabelle 15: Massnahmen zur Dekarbonisierung von Isoliergase

7.3.3 Dekarbonisierung der Fahrzeugflotte

- (1) Die Dekarbonisierung der eigenen Geschäftsfahrzeuge stellt für viele Unternehmen einen wichtigen Hebel zur Reduktion ihrer THG-Emissionen dar. Im Bereich der Fahrzeuge gibt es verschiedene Massnahmen, die auf eine Reduktion der THG-Emissionen einzahlen. Viele Unternehmen setzen heute primär auf die Elektrifizierung ihrer Fahrzeuge, insbesondere im Bereich der Personenwagen und leichten Nutzfahrzeugen (LNF). Die Elektrifizierung geht oft mit weiteren Vorteilen einher, z.B. der Steigerung der eigenen Energieeffizienz und tieferen Betriebskosten (Opex). Bei den schwereren Nutzfahrzeugen (SNF) sind aktuell weniger marktreife alternative Fahrzeuge vorhanden oder sie sind deutlich teurer in der Anschaffung. Zum Zweck der Dekarbonisierung lohnt es sich hier anderweitige Massnahmen zu prüfen, z.B. der Einsatz von alternativen Treibstoffen oder das Optimieren von Strecken und Auslastung. Nachfolgend sind einzelne Massnahmen mit ihren Wirkungen sowie praxisbezogener Umsetzungshinweise aufgelistet.

Ansatz	Wirkung	Umsetzungshinweise
Elektrifizierung	- Reduktion THG-Emissionen - Steigerung Energieeffizienz - tieferer Opex möglich	- Insbesondere geeignet bei PWs & LNFs - Ladeinfrastruktur muss bereitgestellt werden - Optimierte THG-Reduktion mit erneuerbarem Strombezug (HKN) Empfehlung: Ablösung der Fahrzeuge nach ordentlichem Ersatzzyklus
Alternative Treibstoffe einsetzen	- Reduktion THG-Emissionen	- Synthetische oder biogene Treibstoffe, z.B. Biodiesel, HVO100 Empfehlung: Als Übergangstechnologie nutzen, bis E-Fahrzeuge marktreif sind, z.B. bei SNF oder Spezialfahrzeuge
Anderweitige Optimierungen	- Reduktion fossiler Kilometer/ Treibstoffverbrauch und dadurch THG-Emissionen	- Auslastung optimieren - Streckenrouten optimieren - Car-Sharing / Fahrgemeinschaften fördern - Schulung Eco-Drive

Tabelle 16: Massnahmen zur Dekarbonisierung der Fahrzeugflotte

- (2) EVUs sind oftmals mit dem Unterhalt von Infrastruktur konfrontiert, z.B. im Netz- oder Kraftwerksbetrieb, und setzen dabei Fahrzeuge mit speziellen Spezifikationen ein. Bei diesen Fahrzeugen gibt es heute oft keine marktreife elektrische Alternative. Als Übergang kann hier der Einsatz von alternativen



Treibstoffen, z.B. Biodiesel oder HVO100 geprüft werden. Die direkten THG-Emissionen können so ebenfalls deutlich reduziert werden. Jedoch fallen dadurch die weiteren Vorteile der Elektrifizierung in Bezug auf die Steigerung der Energieeffizienz und mögliche tiefere Betriebskosten weg.

7.3.4 Bewertung CO₂-Fussabdruck bei der Beschaffung (Scope 3)

- (1) Der bedarfsgerechte Ausbau und die Modernisierung der Infrastruktur in der Branche können zu einem Mehrbedarf an verbauten Materialien führen und dadurch die vorgelagerten Scope 3 Emissionen erhöhen. Anlagegüter sind für viele EVU eine der dominierenden Emissionskategorien im Scope 3 Bereich. Wichtige Treiber sind dabei emissionsintensive Materialien, wie z.B. Stahl, Beton, Aluminium und Kupfer, die als Teil der Stromproduktions- und Netzinfrasturktur verbaut werden.
- (2) Der Einbezug des CO₂-Fussabdrucks bei der Planung und Beschaffung von emissionsintensiven Infrastrukturkomponenten stellt einen wichtigen Hebel zur Steuerung und Dekarbonisierung der vorgelagerten Scope 3 Emissionen dar. Gleichzeitig fördert dieser Ansatz die Prinzipien der Kreislaufwirtschaft, indem Materialien und Komponenten mit geringerem Ressourcenverbrauch über den gesamten Lebenszyklus, hoher Wiederverwendbarkeit, Reparierbarkeit und Recyclingfähigkeit bevorzugt werden. In der Regel sind die vorgelagerten Emissionen, die sogenannten «cradle-to-gate» Emissionen, u.a. abhängig von den folgenden Faktoren, die einen wesentlichen Einfluss auf den berechneten CO₂-Fussabdruck pro Komponente haben können:
 - Gewicht und Herkunft der wesentlichen, emissionsintensiven Materialien, die für die Herstellung der Anlagegüter verwendet werden
 - Anteil der verwendeten Sekundärmaterialien (Recyclinganteil), insbesondere des sogenannten «post-consumer recycled content»
 - Technologie und Standort der wesentlichen Herstellungsprozesse, inkl. verwendeter Strommix und Materialverluste
 - Transportdistanzen und -mittel
 - Verwendete Emissionsfaktoren
- (3) Während Hersteller zunehmend Berechnungen des CO₂-Fussabdrucks der hergestellten Produkte nach internationalen Vorgaben (z.B. ISO 14040 und 14044) durchführen, ist eine der Herausforderungen die Nachvollziehbarkeit und Vergleichbarkeit der Berechnungen durch Lieferanten. Grund dafür sind u.a. unterschiedliche Berechnungsgrundlagen (z.B. verwendete Datenbanken für Emissionsfaktoren, Detaillierungsgrad der betrachteten Materialien und Prozesse, usw.). Entsprechend ist es wichtig, bei der Definition der Berechnungsgrundlagen v.a. bei Ausschreibungen klare Vorgaben zu machen. Beispiele dafür umfassen:

Ansatz	Wirkung	Umsetzungshinweise
Vorgaben für die Durchführung der Berechnungen durch Lieferanten	- Berechnung CO ₂ -Fussabdruck durch Lieferanten	Klare Vorgaben an Lieferanten für die Berechnungen, z.B. - Verweis auf relevante Normen - Definition Systemgrenze, z.B. A1-A3 (cradle-to-gate), Global Warming Potential (GWP) - Erforderliche Verifizierung (ja/nein) durch Drittpartei, z.B. EPD und Nachweisdokumentationen für verwendete Daten



		- Anforderungen betr. Datenbanken und Versionierung, z.B. Ecoinvent, UVEK, KBOB, usw. N.B.: Einschränkungen betr. Verfügbarkeit, Nachvollziehbarkeit und Vergleichbarkeit der Berechnungen.
Bewertung wesentlicher Aspekte für CO ₂ -Fussabdruck	- Bewertung von ausgewählten Kriterien mit Relevanz für CO₂-Fussabdruck	Beispiele: - % verwendetes Sekundärmaterial (z.B. Stahl, Kupfer, Aluminium - separat) - % erneuerbarer Energien bei der Herstellung der Komponenten - % Klinker im Zement N.B.: Ausgewählte Kriterien ermöglichen keine direkte Einschätzung der Auswirkungen auf die Klimazielerreichung oder Verwendung der Informationen für die THG-Bilanzierung. Zu empfehlen sind Vorgaben betr. erforderlicher Nachweisdokumentation zur Validierung sowie zur Berechnungsmethodik, insbesondere hinsichtlich % Recyclingmaterialien
Vorlage zur einheitlichen Berechnung CO ₂ -Fussabdruck	- Berechnung CO₂-Fussabdruck nach einer einheitlichen Vorlage auf der Basis von standardisierten Eingaben durch Lieferanten - Förderung von klimafreundlichen Alternativen – nebst wirtschaftlichen und technischen Kriterien - Bewertungsmethodik kann schrittweise auf die Klimazielerreichung und den technologischen Fortschritt angepasst werden - Informationen mit Relevanz für die Sorgfaltspflicht entlang der Lieferkette (z.B. Produktionsstandorte)	Vorlage gemäss sogenannten «Raw Material Passports», welche standardisierte Informationen von Lieferanten abfragen für emissionsintensive Infrastrukturkomponenten. In der Regel gehören dazu: - Gewicht und Herkunft vorgegebener, wesentlicher Materialien pro Komponententyp - % Recyclingmaterial für vorgegebene Materialien - Standort und Technologie für vorgelagerte Herstellungsprozesse - Herstellungsort der finalen Produktion durch Lieferant - Anteil verwendeter erneuerbarer Energien für vorgegebene Herstellungsprozesse (nur final oder vorgelagert) Die Vorlage multipliziert die Lieferanten-Eingaben mit länder-, material- und/oder prozessspezifischen Emissionsfaktoren aus einer einheitlichen Datenbank (z.B. in Form von Makros in Excel) und ermöglicht so eine vergleichbare Bewertung des CO₂-Fussabdrucks. Für jeden Datenpunkt sind erforderliche Nachweisdokumentationen und Definitionen zu empfehlen.

Tabelle 17: Beispiele für die Bewertung des CO₂-Fussabdrucks bei der Beschaffung

7.4 Integration in Unternehmensstrategie (Schritt 5)

- (1) Wenn EVU „top-down“ gesetzte Klimaziele verfolgen, ist es entscheidend, diese nicht isoliert zu betrachten, sondern konsequent in die strategische, operative und finanzielle Planung sowie in die Entscheidungsprozesse des Unternehmens zu integrieren. Eine solche ganzheitliche Verankerung stellt



sicher, dass die Ziele nicht nur formal existieren, sondern tatsächlich Wirkung entfalten und im täglichen Geschäft umgesetzt werden. Die Umsetzung ist sehr unternehmensspezifisch. Im Folgenden handelt es sich um Beispiele:

Strategische Integration	- Verankerung in mehrjähriger Unternehmensstrategie und jährlichen Unternehmenszielen (bei linearem Absenkpfad) - Jährliches internes Reporting an GL und VR - Formale Einbettung von klimabezogenen Risiken (und Chancen) in das Risikomanagement des EVUs.
Operative Umsetzung	- Vorgaben für Einbezug der Klimawirkung bei der Planung, Beschaffung und Realisierung von Projekten (z.B. interne CO₂-Berechnungstools, Checklisten, Vorgaben Gewichtung quantifizierte Klimawirkung bei Entscheidungsfindung, usw.) - Konkrete individuelle Vorgaben/Absenkpfade an verschiedene Bereiche - Erarbeitung von Massnahmenpakete mit den betroffenen Bereichen und bereichsübergreifendes Massnahmenmonitoring - Sensibilisierung und Schulungen von Mitarbeitenden - Champions in operativen Geschäftsbereichen - Berücksichtigung im Rahmen der Zielvereinbarung mit Kadermitarbeitern
Finanzielle Verankerung	- Verwendung eines internen CO₂-Preises bei Investitionsentscheidungen mit dem Ziel die Klimawirkung verständlich, vergleichbar und sichtbar zu machen.

7.5 Monitoring und Re-Statements (Schritt 6)

- (1) Die Dekarbonisierung ist ein iterativer Prozess. Es ist wichtig, das regelmässige Monitoring und die Überprüfung als Teil der Umsetzungsstrategie vorzusehen. Folgende Elemente können dabei unterstützen:
 - **Interne Unter-Ziele definieren:** Für die wichtigsten Massnahmenbereiche werden konkrete Unter-Ziele festgelegt, um Fortschritte messbar zu machen, Erfahrungswerte zu sammeln und die Umsetzung systematisch zu tracken.
 - **Regelmässige Reviews einplanen:** Periodische Überprüfungen gewährleisten, dass technologische Fortschritte und neue Erkenntnisse in die Massnahmenplanung einfliessen. Dies ermöglicht die Identifikation zusätzlicher Massnahmen, notwendige Anpassungen bestehender Massnahmen und die gezielte Steuerung des Portfolios.
 - **Zielgerichtete Optimierung:** Die Kombination aus Unter-Zielen und Reviews schafft Transparenz, fördert die kontinuierliche Verbesserung und stellt sicher, dass Massnahmen wirksam und flexibel umgesetzt werden.
- (2) Ein Re-statement, d.h. eine Neuberechnung der vorangegangenen Berichtsjahre (auch Re-kalkulation genannt), wird gemacht, um die Vergleichbarkeit zwischen den Bilanzjahren zu gewährleisten. Ein Re-Statement im Kontext des GHG-Protocols bezieht sich nicht auf die Neuberechnung von Zielen, sondern ausschliesslich auf die Neuberechnung historischer Emissionsdaten – insbesondere der Baseline (Basisjahr-Emissionen) – damit diese nach strukturellen oder methodischen Änderungen weiterhin vergleichbar bleiben. In folgenden Fällen muss ein Re-statement geprüft werden:



1. **Signifikante Veränderungen in der organisatorischen Systemgrenze**, z.B. durch anorganisches Wachstum, d.h. Zukauf / Verkauf von Unternehmen / Assets
2. **Signifikante Veränderungen in der operationellen Systemgrenze**, z.B. Aktivitätsänderungen, Datenqualitätsänderungen (Korrektur Berechnungsfehler, etc.) oder Veränderung in der Bilanzierungsmethodik

(3) Folgende Grundsätze sind bei einem Re-Statement zu beachten:

- Wenn ein Unternehmen seine Klimabilanz (z. B. Emissionszahlen) nachträglich korrigieren will, sollte es sicherstellen, dass die korrigierten Daten dokumentiert, durch Versionierung nachvollziehbar und verifizierbar sind, damit Aussagen später nicht als irreführend gelten (Thema Greenwashing).
- Unternehmen sollten eine Policy zur Neuberechnung des Basisjahres entwickeln und darin eine „Signifikanzschwelle“ definieren. Es empfiehlt sich, eine saubere Methodik zur Bilanzierung zu verwenden (z. B. etablierte Standards zur GHG-Bilanzierung), um die Glaubwürdigkeit zu wahren.

(4) **Signifikanzschwelle:** Die relevanten Regularien in der Schweiz wie auch das GHG-Protocol schreiben keinen Schwellenwert vor. Unternehmen haben einen gewissen Spielraum, sollten diesen aber mit Best Practices abgleichen. Eine gängige Best Practice im Umgang mit Re-Statements nach GHG-Protocol ist die Festlegung einer quantitativen Signifikanzschwelle von 5 % der gesamten THG-Emissionen pro Scope (Scope 1+2 oder Scope 3). Die 5 %-Grenze kommt oft zur Anwendung, weil sie dem in der Finanzberichterstattung weit verbreiteten Wesentlichkeitsprinzip entspricht, von Prüfungsgesellschaften gut akzeptiert wird und einen sinnvollen Ausgleich bietet: Veränderungen, die substantielle Auswirkungen auf den Emissionsverlauf haben, werden konsequent neu berechnet, während kleinere Schwankungen – etwa durch aktualisierte Emissionsfaktoren – nicht zu unnötigen Neuberechnungen führen. Damit gewährleistet die Schwelle sowohl Praktikabilität als auch Vergleichbarkeit und Verlässlichkeit der Emissionshistorie.

Empfehlung VSE: Im Rahmen des regelmässigen Monitorings ist ein Re-statement, d.h. eine Neuberechnung der vorangegangenen Berichtsjahre, zu prüfen. Als signifikant gelten Veränderungen, die – bezogen auf die THG-Emissionen des aktuellen Bilanzjahres und/oder des Basisjahres – eine bestimmte Signifikanzschwelle im jeweiligen Scope (Scope 1 + 2 oder Scope 3) überschreiten. Etabliert hat sich eine Schwelle von 5%, wobei aus individuellen Gründen auch andere Signifikanzschwellen herangezogen werden können. Re-Statements sind transparent und nachvollziehbar zu dokumentieren.

(5) Folgende weitere Punkte gilt es zu beachten:

- Fallen mehrere Veränderungen in einem Bilanzjahr zusammen, müssen die Veränderungen für die Abschätzung der Signifikanz auch kumulativ betrachtet werden.
- Beim Update der Emissionsfaktoren muss zwischen Veränderungen in der Methodik (z.B. Datenbankänderung oder Fehler in der Berechnung, d.h. bedingt Re-statement) und anderweitigen Veränderungen (z.B. technischer Fortschritt, d.h. bedingt kein Re-statement) unterschieden werden.
- Bei organischem Wachstum (z.B. Produktionssteigerung, Effizienzgewinne) darf gemäss GHG-Protocol kein Re-statement gemacht werden (vgl. WRI/WBCSD 2004, S. 39).



7.6 Berichterstattung (Schritt 7)

- (1) Die Klimaberichterstattung ist in der Schweiz sowohl durch regulatorische Vorgaben als auch durch bewährte Praxis geprägt. Die Verordnung über die Berichterstattung über Klimabelange stützt sich auf das Schweizerische Obligationenrecht und konkretisiert die Pflichten zur Offenlegung von klimarelevanten Aspekten. Für manche Unternehmen gelten darüber hinaus auch internationale Vorgaben. Details dazu finden sich in den Kapiteln 1.1 und 1.2 des Leitfadens. Zudem ist es bewährte Praxis, die Klimaberichterstattung in die allgemeine Nachhaltigkeitsberichterstattung einzubetten und sich dabei an etablierten Standards und Rahmenwerken zu orientieren. Diese werden in Kapitel 1.3 erläutert; sie enthalten detaillierte Vorgaben zu relevanten Kennzahlen und Inhalten bezüglich Emissionen und anderer klimarelevanter Aspekte. Dieses Zusammenspiel aus gesetzlichen Anforderungen und standardbasierten Ansätzen schafft die Grundlage für eine umfassende und einheitliche Klimaberichterstattung.
- (2) Ein wichtiger Aspekt der Klimaberichterstattung ist die externe Prüfung. In bestimmten Fällen ist diese gesetzlich vorgeschrieben, beispielsweise für Unternehmen, die unter die Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) der EU fallen. Unternehmen können jedoch auch freiwillig eine externe Prüfung vornehmen lassen, um ihrer Klimaberichterstattung mehr Glaubwürdigkeit und Gewicht zu verleihen. Dies wird insbesondere bei externen Bewertungen honoriert und kann dazu beitragen, ein Unternehmen positiv bei seinen Stakeholdern abzugrenzen.



Anhang 1: CO₂-Emissionen in der Stromkennzeichnung

Die Verordnung des UVEK vom 1.11.2017 über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV, SR 730.010.1) sieht in Art. 8 Abs. 1 Bst. c vor, dass die Stromkennzeichnung mindestens einmal pro Kalenderjahr auf der Stromrechnung oder zusammen mit dieser erfolgen muss. Die Stromkennzeichnung enthält eine grafische Gegenüberstellung des gelieferten Produkts mit dem Lieferantenmix des stromkennzeichnungspflichtigen Unternehmens mit u.a. Angaben zu den durch die Stromproduktion direkt verursachten Emissionen an CO₂ (Scope 1). Pronovo stellt eine Liste mit den relevanten CO₂-Werten für die Stromkennzeichnung zur Verfügung. Bei diesen Werten handelt es sich ausschliesslich um die direkten (Scope 1) CO₂-Emissionen (nicht CO₂e-Emissionen) und sie stellen die gesetzliche Mindestanforderung für die Stromkennzeichnung dar. Die CO₂-Emissionen sind in gCO₂/kWh jeweils für den Produkt- sowie für den Lieferantenmix des Lieferjahrs auszuweisen²⁵.

Zur Erstellung einer THG-Bilanz von Unternehmen gemäss Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol) müssen sowohl alle relevanten Treibhausgase²⁶, wie auch die direkten und indirekten Emissionen im Zusammenhang mit der Stromproduktion im Scope 2 berücksichtigt werden (vgl. Leitfaden, Kapitel 2.3 (1)). Die Emissionen gemäss Mindestanforderung für die Stromkennzeichnung weichen aufgrund unterschiedlicher Betrachtungsweise (Treibhausgase und Scope) von diesen Anforderungen ab. Die Mindestanforderungen reichen daher als Information für Geschäftskunden, die eine THG-Bilanz erstellen möchten, nicht aus.

Empfehlung VSE: Ausweisung der direkten (Scope 1) CO₂-Emissionen in der Stromkennzeichnung bzw. der Stromrechnung (gemäss Art. 8 Abs. 1 Bst. c HKSV). Zusätzlich kann ein direkter Verweis (Link) auf weitere Informationen aufgeführt werden, in denen Emissionswerte nach GHG-Protocol ausgewiesen sind. Beispielsweise über die folgenden Informationsquellen:

- Website
- Kundenportal
- Fact Sheet pro Produkt zum Download
- Weiteres Informationsmaterial

Die weiterführenden Informationen sollen die THG-Emissionen des entsprechenden Produkts- und Lieferantenmixes zusätzlich in CO₂e/kWh ausweisen. Falls zielführend, können weitere Unterscheidungen gemacht werden, z.B. nach Kundengruppe.

Zu verwendende Emissionsfaktoren:

Mindestanforderung gemäss Art. 8 Abs. 1 Bst. c HKSV für die Stromkennzeichnung	Faktoren gemäss aktueller Pronovo-Liste ²⁷
Emissionswerte nach GHG-Protocol für die weiterführende Information	Grundsätzlich: Emissionsfaktoren aus der eigenen THG-Bilanzierung Empfehlung (vgl. Kapitel 5): Faktoren gemäss Corporate Footprint Calculator (CFC - BAFU)

²⁵ Vgl. BFE Leitfaden Stromkennzeichnung (S. 6), Stand März 2026

²⁶ Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), halogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW), Fluorkohlenwasserstoffe (FKW), Schwefelhexafluorid (SF₆) und Stickstofftrifluorid (NF₃)

²⁷ <https://pronovo.ch/?wpdmdl=16500>; (Stand 28.1.25)



Orientierungshilfe: CFC v1.1 - Tabellenblatt "5 BG Data"

Filtern nach

- Spalte B – Typ: Electricity
- Spalte H – Included emissions: Direct
- Spalte J – Category: Low voltage

Faktoren per default "not covered by GOs" verwenden



Quellenverzeichnis

BAFU/Treeze (2021): Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018. April 2021.

BAFU (2025): Emissionen von Treibhausgasen nach CO₂-Gesetz und Übereinkommen von Paris. April 2025.

BAFU (2026): Vollzugshilfe zur Beurteilung von klimabezogenen Angaben im Sinne des UWG. Stand 01/2026 (<https://www.bafu.admin.ch>)

BFE (2025): Netto-Null-Fahrpläne. Richtlinie. Version vom 10.3.2026 (<pubdb.bfe.admin.ch>)

BFE/Treeze (2021): Electricity Mixes in Life Cycle Assessments of Buildings. April 2021.

CSDDD (2024): Richtlinie (EU) 2024/1760 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Sorgfaltspflichten von Unternehmen im Hinblick auf Nachhaltigkeit und zur Änderung der Richtlinie (EU) 2019/1937 und der Verordnung (EU) 2023/2859 (<eur-lex.europa.eu>)

CSR (2024): Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) – Die neue EU-Richtlinie zur Unternehmens-Nachhaltigkeitsberichterstattung im Überblick (<csr-in-deutschland.de>)

CSRD (2022): Richtlinie (EU) 2022/2464 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Dezember 2022 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 537/2014 und der Richtlinien 2004/109/EG, 2006/43/EG und 2013/34/EU hinsichtlich der Nachhaltigkeitsberichterstattung von Unternehmen (<eur-lex.europa.eu>)

EFRAG (2024): Implementing Guidance EFRAG IG 2 Value Chain (<efrag.org>)

ESRS (2023): Delegierte Verordnung (EU) 2023/2772 der Kommission vom 31. Juli 2023 zur Ergänzung der Richtlinie 2013/34/EU des Europäischen Parlaments und des Rates durch Standards für die Nachhaltigkeitsberichterstattung (<eur-lex.europa.eu>)

GHG (2024): Greenhouse Gas Protocol (<ghgprotocol.org>)

Momblanco H., Aiuto K., Huckins S. (2024): Overview of GHG Protocol Integration in Regulatory Climate Disclosure Rules, März 2024 (<GHG-Protocol-Integration.pdf>)

Omnibus-Richtlinie (2026): Richtlinie (EU) 2026/470 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. Februar 2026 zur Änderung der Richtlinien 2006/43/EG, 2013/34/EU, (EU) 2022/2464 und (EU) 2024/1760 im Hinblick auf bestimmte Anforderungen an die Nachhaltigkeitsberichterstattung und die Sorgfaltspflichten von Unternehmen (<eur-lex.europa.eu>)

SBTi (2024): Ambitious corporate climate action - Science Based Targets (<sciencebasedtargets.org>)

TCFD (2017): Task Force on Climate-related Financial Disclosures: Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures (<FINAL-2017-TCFD-Report.pdf>)

TCFD (2021): Task Force on Climate-related Financial Disclosures: Implementing the Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD-Implementing_Guidance.pdf)



UVEK (2022): Bundesrat setzt Verordnung zur verbindlichen Klimaberichterstattung grosser Unternehmen auf 1.1.2024 in Kraft ([admin.ch](https://www.admin.ch))

World Resources Institute (WRI) & World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) (2004): The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard (Revised Edition). ([ghgprotocol.org](https://www.ghgprotocol.org))

World Resources Institute (WRI) & World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) (2011): The Greenhouse Gas Protocol: Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard. Supplement to the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard ([ghgprotocol.org](https://www.ghgprotocol.org))

World Resources Institute (WRI) & World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) (2013): The Greenhouse Gas Protocol: Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions. Supplement to the Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard ([ghgprotocol.org](https://www.ghgprotocol.org))

World Resources Institute (WRI) & World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) (2015): The Greenhouse Gas Protocol: Scope 2 Guidance. An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard ([ghgprotocol.org](https://www.ghgprotocol.org))

World Resources Institute (WRI) & World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) (2026): The Greenhouse Gas Protocol: Land Sector and Removals Standard. Supplement to the GHG Protocol Corporate Standard and Scope 3 Standard ([ghgprotocol.org](https://www.ghgprotocol.org))

