



Verordnung über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Verordnung)

Änderung vom 21. September 2018

*Der Schweizerische Bundesrat,
verordnet:*

I

Die CO₂-Verordnung vom 30. November 2012¹ wird wie folgt geändert:

Art. 6 Abs. 2^{bis}

^{2bis} Bei Projekten und Programmen im Zusammenhang mit einem Wärmeverbund oder bei Deponiegasprojekten und -programmen erfolgt die Beschreibung der in Absatz 2 Buchstabe d, e und i verlangten Angaben nach den Anforderungen der Anhänge 3a oder 3b.

Art. 7 Abs. 3

³ Das BAFU macht Vorgaben für die Form der Projekt- oder Programmbeschreibung.

Art. 9 Abs. 5 und 6

⁵ Alle Monitoringberichte und die dazugehörigen Verifizierungsberichte sind dem BAFU mindestens alle drei Jahre ab dem Beginn der Umsetzung nach Artikel 5 Absatz 2 einzureichen. Die Emissionsverminderungen sind pro Kalenderjahr auszuweisen.

⁶ Das BAFU macht Vorgaben für die Form des Monitoringberichts.

Art. 11 Abs. 4 Einleitungssatz

⁴ Nach einer erneuten Validierung beträgt die Kreditierungsperiode ab dem Zeitpunkt des Eintritts der wesentlichen Änderung:

¹ SR 641.711

Art. 91 Abs. 1

¹ Die kompensationspflichtige Person erfüllt ihre Kompensationspflicht jeweils bis zum 1. Oktober des Folgejahres.

Art. 102 Abs. 2

² Pro Gesuch wird eine Gebühr von 5 Prozent des Rückerstattungsbetrags, mindestens aber 50 und höchstens 500 Franken, verrechnet.

Art 135 Bst. bbis und bter

Das UVEK passt an:

bbis. Anhang 3a: an die technische und wirtschaftliche Entwicklung;

bter. Anhang 3b: an die technische und wirtschaftliche Entwicklung;

II

¹ Diese Verordnung erhält neu die Anhänge 3a und 3b gemäss Beilage.

² Anhang 11 erhält die neue Fassung gemäss Beilage.

III

Diese Verordnung tritt am 1. November 2018 in Kraft.

21. September 2018

Im Namen des Schweizerischen Bundesrates

Der Bundespräsident: Alain Berset

Der Bundeskanzler: Walter Thurnherr

Anhang 3a
(Art. 6 Abs. 2^{bis})

Anforderungen an die Berechnung der Emissionsverminderungen und das Monitoringkonzept für Projekte und Programme im Zusammenhang mit Wärmeverbänden

1 Geltungsbereich

Die Anforderungen dieses Anhangs gelten für Projekte und Programme, wenn diese umfassen:

- a. den Bau eines neuen Wärmenetzes mit einer mehrheitlich CO₂-neutraler Wärmequelle;
- b. den Ersatz eines zentralen, fossil betriebenen Kessels in einem bestehenden Wärmenetz mit ausschliesslich fossilen Wärmequellen durch eine oder mehrere mehrheitlich CO₂-neutrale Wärmequellen;
- c. die Ergänzung eines zentralen, fossil betriebenen Kessels in einem bestehenden Wärmenetz mit ausschliesslich fossilen Wärmequellen durch eine oder mehrere mehrheitlich CO₂-neutrale Wärmequellen;
- d. den Bau eines neuen Wärmenetzes, welches auch den Ersatz eines zentralen, fossil betriebenen Kessels in einem bestehenden Wärmenetz mit ausschliesslich fossilen Wärmequellen durch eine oder mehrere mehrheitlich CO₂-neutrale Wärmequellen vorsieht; oder
- e. den Bau eines neuen Wärmenetzes, welches auch die Ergänzung eines zentralen, fossil betriebenen Kessels in einem bestehenden Wärmenetz mit ausschliesslich fossilen Wärmequellen durch eine oder mehrere mehrheitlich CO₂-neutrale Wärmequellen vorsieht.

2 Begriffe

Im Sinne dieses Anhangs bedeuten:

- a. *Wärmeverbund*: Netz zur Verteilung von Wärme mit zentralen Quellen und dezentralen Bezügern (Wärmebezüger);
- b. *Bestehende Bezüger*: Wärmebezüger, welche bereits vor Beginn der Umsetzung nach Artikel 5 Absatz 2 an einen bestehenden Wärmeverbund angeschlossen sind;
- c. *Neubauten*: Gebäude, die zum Zeitpunkt des Anschlusses an den Wärmeverbund erstellt werden und keine bestehenden Bezüger sind.

3 Anforderungen an die Berechnung der Emissionsverminderungen

3.1 Messtechnische Anforderungen

Projekte und Programme müssen insbesondere alle folgenden messtechnischen Anforderungen erfüllen:

- a. Es sind der Verbrauch aller fossiler Energieträger der Heizzentrale und der Elektrizitätsverbrauch von Wärmepumpen der Heizzentrale zu messen.
- b. Es sind die Wärmemengen bei allen Wärmebezüglern zu messen, wobei Wärmemengen an Neubauten und an von der CO₂-Abgabe befreite Unternehmen nach Artikel 96 Absatz 2 separat ausgewiesen werden müssen.

3.2 Systemgrenzen

Die Systemgrenzen des Projektes oder Programmes müssen die Heizzentrale, das Wärmenetz und alle Bezüglern, eingehende Energieflüsse sowie die aus dem Projekt resultierenden Emissionen umfassen.

3.3 Referenzszenario

1. In der Beschreibung des Projektes oder Programmes sind mindestens zwei plausible alternative Szenarien zum Projekt respektive Programm darzustellen.
2. In diesen müssen mindestens die folgenden Situationen beschrieben werden:
 - a. die Fortführung der bestehenden Situation, ohne Umsetzung des Projektes oder Programmes; und
 - b. der projektierte Wärmeverbund, aber ohne Einnahmen aus Bescheinigungen.
3. Die Eintrittswahrscheinlichkeiten dieser Szenarien sind in der Beschreibung des Projektes oder Programmes darzulegen, wobei das wahrscheinlichste Szenario als Referenzszenario gewählt wird.

3.4 Berechnung der Referenzemissionen

Die jährlichen Gesamtemissionen in der Referenzentwicklung sind wie folgt zu berechnen:

$$RE_y = (RE_{neu,y} + RE_{bestehend,y}) * F_{KEV} \quad (1)$$

dabei bedeuten:

- | | |
|--------------------|---|
| RE_y | Emissionen des Referenzszenarios im Jahr y [tCO ₂ eq]. |
| $RE_{neu,y}$ | Emissionen des Referenzszenarios von neuen Bezüglern im Jahr y [tCO ₂ eq], s. Gleichung (2) |
| $RE_{bestehend,y}$ | Emissionen des Referenzszenarios von bestehenden Bezüglern im Jahr y [tCO ₂ eq] s. Gleichung (3) |

- F_{KEV} Abschlagfaktor kostendeckende Einspeisevergütung (KEV); dieser Parameter ist gleich 1 zu setzen.
- Wird mit der Wärmequelle des Wärmeverbundes Elektrizität produziert und wird diese durch die kostendeckende Einspeisevergütung vergütet, ist der einzusetzende Parameter wie folgt zu bestimmen:
1. für KEV-Projekte vor dem 1. Januar 2018 ist nach Anhang 1.5 der Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV)² die Mindestanforderung für die Wärmenutzung ins Verhältnis zur gesamten Wärmenutzung der Anlage zu setzen; oder
 2. für KEV-Projekte ab dem 1. Januar 2018 ist nach Anhang 1.5 der Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien vom 1. November 2017 (EnFV)³ die Mindestanforderung für die Wärmenutzung ins Verhältnis zur gesamten Wärmenutzung der Anlage zu setzen.

Die einzelnen Terme sind wie folgt zu berechnen:

$$RE_{neu,y} = \sum_i W_{neu,i,y} * EF_{WV} \quad (2)$$

dabei bedeuten:

- $W_{neu,i,y}$ Erwartete Wärmelieferung an neue Bezüger des Wärmenetzes im Jahr y [MWh]; dieser Parameter wird im Monitoring durch den gemessenen Wert nach Ziffer 4.2 ersetzt.
- i Alle neuen Bezüger ohne Neubauten und von der CO₂-Abgabe befreite Unternehmen nach Artikel 96 Absatz 2.
- EF_{WV} Pauschaler Emissionsfaktor des Wärmeverbundes = 0,22 tCO₂eq/MWh.

$$RE_{bestehend,y} = \sum_k W_{bestehend,k,y} * EF * RF_y * 1 / (1 - WVN) \quad (3)$$

dabei bedeuten:

- $W_{bestehend,k,y}$ Erwartete Wärmelieferungen an bestehende Bezüger im Jahr y [MWh]; dieser Parameter wird im Monitoring durch den gemessenen Wert nach Ziffer 4.2 ersetzt.
- k Alle bestehenden Wärmebezüger ohne von der CO₂-Abgabe befreite Unternehmen.
- RF_y Referenzfaktor des Jahres y; dieser beträgt 100 %, wenn das Jahr y innerhalb der ersten 20 Jahre seit der Installation des alten Kessels liegt, sonst beträgt er 70 %.
- WVN Pauschaler Abzug für Wärmeverluste des Wärmenetzes von 10 %.
- $EF_{bestehend}$ Emissionsfaktor des Wärmeverbundes, abhängig von der Art des zu ersetzenden zentralen Heizkessels.

² SR 730.01

³ SR 730.03

	Bei Ersatz eines Erdgaskessels beträgt der Emissionsfaktor des Wärmeverbundes $EF_{1Gas} / 90 \%$.
	Bei Ersatz eines Heizölkessels beträgt der Emissionsfaktor des Wärmeverbundes $EF_{1Heizöl} / 85 \%$.
EF_{1Gas}	Emissionsfaktor von Erdgas nach Anhang 10 in tCO ₂ eq/MWh umgerechnet. Für die Umrechnung der Einheit tCO ₂ eq/TJ in tCO ₂ eq/MWh ist der Faktor 0.0036 TJ/MWh zu verwenden.
$EF_{1Heizöl}$	Emissionsfaktor von Heizöl; dieser beträgt 2,65 tCO ₂ eq/MWh.
EF_{Strom}	Emissionsfaktor von elektrischem Strom; dieser beträgt $29,8 * 10^{-6}$ tCO ₂ eq/kWh.

3.5 Berechnung der Projekt- oder Programmmissionen

Die jährlichen Projektemissionen des Projektes oder die Projektemissionen eines jeden Vorhabens des Programmes sind wie folgt zu berechnen:

$$PE_y = EF_{2Heizöl} * M_{Heizöl,y} + EF_{2Gas} * M_{Gas,y} + EF_{el} * M_{el,y} \quad (4)$$

dabei bedeuten:

PE_y	Erwartete Projektemissionen des Projektes oder des Vorhabens des Programmes im Jahr y [tCO ₂ eq]
$M_{Heizöl,y}$	Erwartete Menge an verbranntem Heizöl zum Betrieb der Heizzentrale im Jahr y [l]; dieser Parameter wird im Monitoring durch den gemessenen Wert nach Ziffer 4.4 ersetzt.
$M_{Gas,y}$	Erwartete Menge an verbranntem Gas zum Betrieb der Heizzentrale im Jahr y [Nm ³]; dieser Parameter wird im Monitoring durch den gemessenen Wert nach Ziffer 4.5 ersetzt.
$M_{el,y}$	Erwartete Menge an elektrischer Energie zum Betrieb von Wärmepumpen in der Heizzentrale im Jahr y [kWh]; dieser Parameter wird im Monitoring durch den gemessenen Wert nach Ziffer 4.6 ersetzt.
EF_{2Gas}	Emissionsfaktor Erdgas nach Anhang 10 in tCO ₂ eq/Nm ³ oder in tCO ₂ eq/MWh umgerechnet je nachdem welche Einheit für M_{Gas} verwendet wird. Für die Umrechnung der Einheit tCO ₂ /TJ in die Einheit tCO ₂ eq/MWh ist der Faktor 0,0036 TJ/MWh zu verwenden.
$EF_{2Heizöl}$	Emissionsfaktor Heizöl; dieser beträgt 2,65 tCO ₂ eq/1000 l.

3.6 Berechnung der Emissionsverminderungen

Die jährlichen Emissionsverminderungen sind für Projekte oder Vorhaben von Programmen wie folgt zu berechnen:

$$ER_y = RE_y - PE_y \quad (5)$$

dabei bedeuten:

ER_y	Emissionsverminderungen im Jahr y [tCO ₂ eq].
RE_y	Emissionen des Referenzszenarios im Jahr y [tCO ₂ eq].
PE_y	Projektemissionen des Wärmeverbundes im Jahr y [tCO ₂ eq].

4 Anforderungen an das Monitoringkonzept

1. Für Projekte und Programme nach diesem Anhang sind im Monitoringbericht die in Ziffer 4.1–4.6 aufgeführten Messwerte, Belege und Anforderungen zu berücksichtigen.
2. Die Berechnung der Emissionsverminderungen muss anhand der Messwerte bestimmt werden.

4.1 Wärmebezügerliste mit belegten Wärmelieferungen

1. Dem Monitoringbericht ist eine Liste aller Wärmebezüger mit der in der Monitoringperiode gelieferten Menge an Wärme in MWh beizulegen; die Menge an Wärme in MWh ist jeweils nach Kalenderjahr aufzuschlüsseln. Die Messung hat gemäss Ziffer 4.2 zu erfolgen.
2. Für Neubauten sind zusätzlich Namen und Adressen anzugeben.
3. Für von der CO₂-Abgabe befreite Unternehmen nach Artikel 96 Absatz 2 sind zusätzlich:
 - a. Namen und Adressen anzugeben; und
 - b. die Emissionen des Referenzszenarios in tCO₂eq für jedes Unternehmen auszuweisen.
4. Die Emissionen nach Ziffer 3 Buchstabe b sind wie folgt zu berechnen:

$$RE_{\text{Unternehmen,neu,m,y}} = W_{\text{Unternehmen,neu,m,y}} * EF_{\text{WV}}$$

dabei bedeuten:

$W_{\text{Unternehmen,neu,m,y}}$	Wärmelieferung des neuen Wärmeverbundes an das von der CO ₂ -Abgabe befreite Unternehmen m im Jahr y [MWh].
EF_{WV}	Pauschaler Emissionsfaktor des Wärmeverbundes = 0,22 tCO ₂ eq/MWh.

$$RE_{\text{Unternehmen,bestehend},n,y} = W_{\text{Unternehmen,bestehend},n,y} * EF * RF_y * 1/(1-WVN)$$

dabei bedeuten:

$W_{\text{Unternehmen,bestehend},n,y}$	Wärmelieferung des bestehenden Wärmeverbundes an das von der CO ₂ -Abgabe befreite Unternehmen n im Jahr y [MWh].
RF_y	Referenzfaktor des Jahres y; dieser beträgt 100 %, wenn das Jahr y innerhalb der ersten 20 Jahre seit der Installation des alten Kessels liegt, sonst beträgt er 70 %.
WVN	Wärmeverlust des Wärmenetzes als pauschaler Abzug von 10 %.
$EF_{\text{bestehend}}$	Emissionsfaktor des Wärmeverbundes, abhängig von der Art des zu ersetzenden zentralen Heizkessels. Bei Ersatz eines Erdgaskessels beträgt der Emissionsfaktor des Wärmeverbundes $EF_{1\text{Gas}} / 90$ %. Bei Ersatz eines Heizölkessels beträgt der Emissionsfaktor des Wärmeverbundes $EF_{1\text{Heizöl}} / 85$ %.
$EF_{1\text{Gas}}$	Emissionsfaktor von Erdgas nach Anhang 10 in tCO ₂ eq/MWh umgerechnet. Für die Umrechnung der Einheit tCO ₂ eq/MJ in tCO ₂ eq/MWh ist der Faktor 0.0036 TJ zu verwenden.
$EF_{1\text{Heizöl}}$	Emissionsfaktor von Heizöl; dieser beträgt 2,65 tCO ₂ eq/MWh.
EF_{Strom}	Emissionsfaktor von elektrischem Strom; dieser beträgt 29,8 * 10 ⁻⁶ tCO ₂ eq/kWh.

4.2 Bei Bezügern gemessene Wärmemenge

Bei der Messung der gelieferten Wärme ($W_{\text{neu},l,y}$) ($W_{\text{bestehend},l,y}$) an neue und bestehende Bezüger sind die folgenden Anforderungen zu beachten:

- es ist die gelieferte Wärme an den Bezüger *l* im Jahr *y* zu messen;
- als Datenquelle muss ein Wärmemengenzähler verwendet werden;
- die Messung hat in Megawattstunden (MWh) zu erfolgen;
- die Messung hat kontinuierlich zu erfolgen;
- die Qualitätssicherung hat nach den Anforderungen der Messmittelverordnung vom 15. Februar 2006⁴ (MessMV) und den entsprechenden Ausführungsvorschriften des Eidgenössischen Justiz- und Polizeidepartements (EJPD) zu erfolgen; und

⁴ SR 941.210

- f. als Messort ist die Übergabestelle des Wärmeverbundes zum Bezüger zu verwenden.

4.3 Alter des ersetzten Kessels

Zur Bestimmung des Referenzfaktors ist das Herstellerjahr oder das Installationsjahr des ersetzten oder ergänzten fossil betriebenen Kessels zu berücksichtigen.

4.4 Heizölmenge

Bei der Messung der Heizölmenge ($M_{\text{Heizöl},y}$) sind alle der folgenden Anforderungen zu beachten:

- a. Es ist die Menge an verbranntem Heizöl zum Betrieb der Heizzentrale im Jahr y zu messen.
- b. Als Datenquelle muss ein Heizölzähler oder eine Heizöllagerbilanz verwendet werden.
- c. Die Messung hat in Litern (l) zu erfolgen.
- d. Die Messung hat entweder pro Monitoringperiode oder, wenn diese über ein Kalenderjahr hinaus geht, pro Kalenderjahr zu erfolgen.
- e. Die Qualitätssicherung erfolgt durch Kalibrierung des Heizölzählers, ansonsten muss eine Plausibilisierung über alternative Datenquellen erfolgen.

4.5 Gasmenge

Bei der Messung der Gasmenge ($M_{\text{Gas},y}$) sind alle der folgenden Anforderungen zu beachten:

- a. Es ist die gemessene Menge an verbranntem Gas zum Betrieb der Heizzentrale im Jahr y zu messen.
- b. Als Datenquelle muss ein Gaszähler verwendet werden.
- c. Die Messung hat in Normkubikmetern (Nm³) zu erfolgen.
- d. Die Messung hat kontinuierlich zu erfolgen.
- e. Die Qualitätssicherung hat nach den Anforderungen der MessMV und den entsprechenden Ausführungsvorschriften des EJPD zu erfolgen.

4.6 Elektrische Energie

Bei der Messung von elektrischer Energie ($M_{\text{el},y}$) sind alle der folgenden Anforderungen zu beachten:

- a. Es ist die gemessene Menge an elektrischer Energie zum Betrieb von Wärmepumpen in der Heizzentrale im Jahr y zu messen.

- b. Als Datenquelle muss ein Elektrizitätszähler verwendet werden.
- c. Die Messung hat in Kilowattstunden (kWh) oder Megawattstunden (MWh) zu erfolgen.
- d. Die Messung hat kontinuierlich zu erfolgen.
- e) Die Qualitätssicherung hat nach den Vorgaben der MessMV und den entsprechenden Ausführungsvorschriften des EJPD zu erfolgen.

Anforderungen an die Berechnung der Emissionsverminderungen und das Monitoringkonzept für Deponiegasprojekte- und -programme

1 Geltungsbereich

Die Anforderungen dieses Anhangs gelten für Deponiegasprojekte und -programme, wenn:

- a. diese Deponien oder Altablagerungen umfassen, die ohne die geplante Schwachgasbehandlung Methanemissionen verursachen und die über einen ausreichend hohen Anteil an organischen Abfällen verfügen;
- b. die geplante Schwachgasbehandlung nicht bereits gesetzlich oder per Verfügung vorgeschrieben ist; und
- c. die geplante Schwachgasbehandlung mindestens dem Stand der Technik entspricht und auf die derzeitige und zukünftige Deponiegaszusammensetzung optimiert ist.

2 Begriffe

Im Sinne dieses Anhangs bedeuten:

- a. *Abfackelungseffizienz (AE)*: Anteil an Methan der bei der Abfackelung effektiv verbrannt wird oder generell bei Verfahren zur Gasbehandlung oxidiert wird;
- b. *Aerober Abbau*: Mikrobieller Abbau organischer Substanz unter aeroben Bedingungen;
- c. *Anaerober Abbau*: Mikrobieller Abbau organischer Substanz unter anaeroben Bedingungen;
- d. *Deponien*: Abfallanlagen, in denen Abfälle kontrolliert abgelagert werden;
- e. *Deponiegas*: durch die biologische Umsetzung von in Deponien enthaltenen organischen Substanzen gebildetes Gas;
- f. *Intermittierender Fackelbetrieb*: nur zeitweises Verbrennen von Deponiegas aufgrund eines zu niedrigen Methangehaltes;
- g. *Oxidationsfaktor (OX)*: Anteil an Methan im Deponiegas, der in der Grenzschicht vor dem Austritt in die Atmosphäre oxidiert wird;
- h. *Saugeffizienz (SE)*: Anteil des mit einer Entgasungsanlage erfassten Deponiegases;
- i. *Schwachgasbehandlung*: Anlage zur Oxidation von Deponiegas mit Methankonzentration von weniger als 25 Vol.-%. Die Oxidation kann in einer Fackel oder einer anderen technischen Vorrichtung stattfinden;

- j. *bestehende Entgasungsanlagen*: Erfassungssysteme für Deponiegas, welche zur Speisung der Schwachgasbehandlung genutzt werden sollen und bereits vor Beginn der Umsetzung nach Artikel 5 Absatz 2 existierten;
- k. *neue Entgasungsanlagen*: Erfassungssysteme für bisher nicht erfasstes Deponiegas, welche zur Speisung der Schwachgasbehandlung genutzt werden sollen und nach Beginn der Umsetzung nach Artikel 5 Absatz 2 erstellt werden.

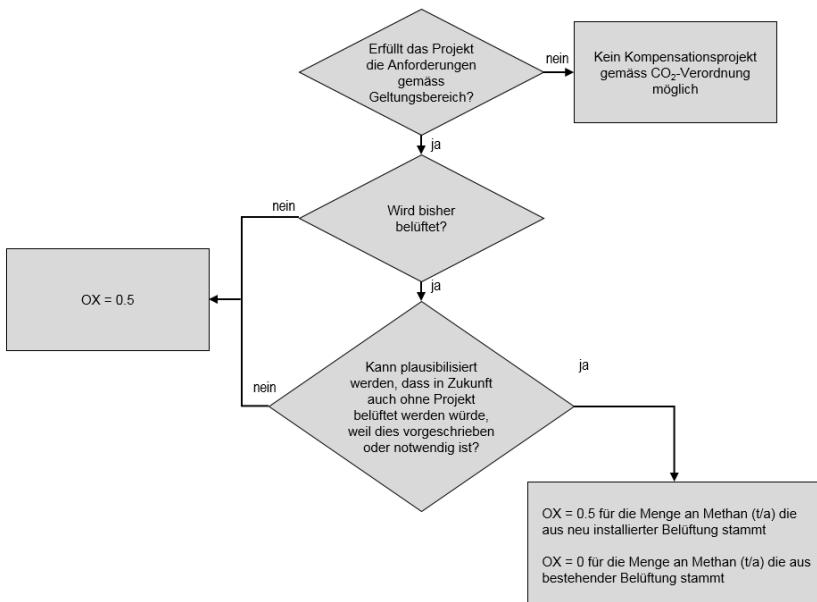
3 Anforderungen an die Berechnung der Emissionsverminderungen

3.1 Systemgrenzen

1. Die Systemgrenzen des Projektes oder Programmes müssen die Deponie und die fossilen Emissionen der Schwachgasbehandlung umfassen.
2. Die Zulieferwege des deponierten Guts müssen ausserhalb der Systemgrenze liegen.

3.2 Festlegen eines Oxidationsfaktors

Für die Festlegung des Werts für den in den Berechnungen der Emissionsverminderungen notwendige Parameter Oxidationsfaktor (OX) ist der folgende Entscheidungsbaum zu verwenden:



3.3 Ex-ante Berechnung der Emissionsverminderungen

Die Emissionsverminderungen können ex-ante aufgrund von Messdaten der vorhergegangenen ein bis drei Jahre ermittelt oder gemäss nachfolgender Formel berechnet werden:

$$ER_{\text{ex-ante},y,\text{Fackel}} = (AE - OX) * SE * FOD_{\text{CH}_4,y} * GWP_{\text{eff,CH}_4} - PE_y \quad (1)$$

dabei bedeuten:

$ER_{\text{ex-ante},y,\text{Fackel}}$	Abgeschätzte Emissionsverminderungen bei einer Schwachgasbehandlung im Jahr y (tCO ₂ eq).
$GWP_{\text{eff,CH}_4}$	Effektives Treibhausgaspotenzial von Methan (22.25 tCO ₂ eq / t CH ₄).
AE	Abfackelungseffizienz.
OX	Oxidationsfaktor.
SE	Saugeffizienz.
$FOD_{\text{CH}_4,y}$	Die mit einer «First Order Decay» Formel berechnete Methanmenge, die in der Deponie im Jahr y erzeugt wird (t CH ₄); s. Formel (2).
PE_y	Projektemissionen aus dem Jahr y

$$FOD_{\text{CH}_4,y} = (16/12) * F * DOC_f * \sum_x \sum_j A_{j,x} * DOC_j * \text{Exp}(-k_j(y-x)) * (1 - \text{Exp}(-k_j)) \quad (2)$$

dabei bedeuten:

y	Jahr, für welches die Methanemissionen berechnet werden.
x	Jahr, in dem die Deponie mit einer gewissen Abfallmenge $A_{j,x}$ der Kategorie j befüllt wurde, läuft von EJ bis y.
16/12	Quotient Molekulargewicht CH ₄ zu C.
F	= 0.5; Anteil an Methan im Methan/Kohlendioxid-Gemisch im Deponiegas.
DOC_f	Anteil des biologisch abbaubaren Kohlenstoffes, der unter anaeroben Bedingungen abgebaut wird (Massen-%).
$A_{j,x}$	Abfallmenge der Abfallkategorie j, die im Jahr x deponiert wurde (t Abfall).
EJ	Eröffnungsjahr der Deponie, das erste Jahr in dem Abfall eingelagert wurde.
j	Abfallkategorie.
DOC_j	Anteil des abbaubaren organischen Kohlenstoffes der jeweiligen Abfallkategorie (t C / t Abfall).
k_j	Abbaukonstante der jeweiligen Abfallkategorie j (1/Jahr).

3.4 Ex-post Berechnung der Emissionsverminderungen

Für neue und bestehende Entgasungsanlagen ist die Methanreduktion ex-post wie folgt zu berechnen:

$$ER_{ex-post,y,Fackel} = (AE - OX) * GWP_{effCH4} * V_{DG,y} * c_{CH4} * D_{CH4} - PE_y \quad (3)$$

dabei bedeuten:

$ER_{ex-post,y,Fackel}$	Anrechenbare Emissionsverminderungen, ex-post bestimmt mit Hilfe der gemessenen Emissionen während der Schwachgasbehandlung im Jahr y (tCO ₂ eq).
AE	Abfackelungseffizienz.
OX	Oxidationsfaktor.
$GWP_{eff,CH4}$	Effektives Treibhausgaspotenzial von Methan (22.25 tCO ₂ eq/tCH ₄).
$V_{DG,y}$	Volumenstrom an Deponiegas, der am Eingang der Schwachgasbehandlung gemessen wird im Jahr y (Nm ³); dieser Parameter wird im Monitoring durch den gemessenen Wert nach Ziffer 4 ersetzt.
c_{CH4}	Methangehalt im Deponiegas (Volumen-%); dieser Parameter wird im Monitoring durch den gemessenen Wert nach Ziffer 4 ersetzt.
D_{CH4}	Methandichte bei Standardbedingungen (0.0007202 tCH ₄ /Nm ³).
PE_y	Projektemissionen im Jahr y.

3.5 Berechnung der Projektemissionen

Die Projektemissionen aus dem Betrieb der Schwachgasbehandlung sind wie folgt aus den eingesetzten Energieträgern zu berechnen:

$$PE_y = EF_{Gas} * M_{Gas,y} \quad (4)$$

dabei bedeuten:

EF_{Gas}	Emissionsfaktor des verwendeten Gases [tCO ₂ eq/Nm ³]; dieser Parameter wird im Monitoring durch den Wert nach Ziffer 4 ersetzt.
$M_{Gas,y}$	Erwartete Menge an verbranntem Gas im Jahr y [Nm ³]; dieser Parameter wird im Monitoring durch den gemessenen Wert nach Ziffer 4 ersetzt.

4 Anforderungen an das Monitoringkonzept

1. Für Projekte und Programme nach diesem Anhang sind im Monitoringbericht die in Ziffer 4.1–4.6 aufgeführten Messwerte und Belege beizulegen.
2. Die Berechnung der Emissionsverminderungen muss anhand der Messwerte belegt werden.

4.1 Abfacklungseffizienz

Im Monitoringbericht ist der Wert der Abfacklungseffizienz (AE) wie folgt festzulegen:

- a. Es ist der Methananteil festzuhalten, der bei der Abfackelung effektiv verbrannt wird oder generell bei Verfahren zur Gasbehandlung oxidiert wird.
- b. Es gilt die folgende Vorgehensweise zu beachten:
 1. Als Pauschalwert ist ein Wert von 90 % für die Verbrennungseffizienz einer geschlossenen Fackel zu verwenden.
 2. Gesuchsteller können auch die Herstellerangaben verwenden, falls nachgewiesen werden kann, dass diese eingehalten werden.
 3. Gesuchsteller können eigene Messungen vornehmen.
- c. Die Festlegung der Abfacklungseffizienz muss als Anteil (%) erfolgen.
- d. Die Festlegung hat jährlich zu erfolgen.

4.2 Volumenstrom des Deponiegases

Bei der Bestimmung des Volumenstroms ($V_{DG,y}$) sind alle der folgenden Anforderungen zu beachten:

- a. Es ist der Volumenstrom des Deponiegases zu bestimmen.
- b. Als Datenquelle Messgeräte zur Bestimmung des Volumenstroms verwendet werden.
- c. Die Bestimmung hat in Normkubikmeter (Nm³) zu erfolgen.
- d. Die Bestimmung hat kontinuierlich zu erfolgen.
- e. Die Art und das Intervall der Kalibrierung der Messgeräte müssen im ersten Monitoringbericht festgelegt werden.

4.3 Methangehalt des Deponiegases

Bei der Messung des Methangehalts (c_{CH_4}) sind alle der folgenden Anforderungen zu beachten:

- a. Es ist der Methangehalt im Deponiegas zu messen.
- b. Als Datenquelle muss ein Methan-Messsensor verwendet werden.
- c. Die Messung muss in Volumenprozent (Vol-%) erfolgen.
- d. Die Messung muss kontinuierlich erfolgen.
- e. Die Art und die Dauer der Kalibrierung des Messgeräts müssen im ersten Monitoringbericht festgelegt werden.

4.4 Neu installierte Entgasungsanlagen

Es ist nachvollziehbar darzulegen, wie das Erfassungssystem verändert wurde und welche Entgasungsanlagen nach Ziffer 2 Buchstabe k als neue Entgasungsanlagen gelten.

4.5 Emissionsfaktor Gas

Bei der Festlegung des Emissionsfaktors des verwendeten Gases (EF_{Gas}) sind alle der folgenden Anforderungen zu beachten:

- a. Als Datenquelle muss das Schweizer Treibhausgasinventar oder eine vergleichbare Publikation verwendet werden. Für Flüssiggas (Butan, Propan) muss Anhang 10 verwendet werden.
- b. Die Festlegung muss in Tonnen Kohlendioxidäquivalent pro Normkubikmeter ($t\text{CO}_2\text{eq}/\text{Nm}^3$) oder bei Flüssiggas (Butan, Propan) in Tonnen Kohlendioxidäquivalent pro Tonne ($t\text{CO}_2\text{eq}/t$) erfolgen.

4.6 Gasmenge

Bei der Bestimmung der Gasmenge ($M_{\text{Gas},y}$) sind alle der folgenden Anforderungen zu beachten:

- a. Es ist die Menge an für die Schwachgasbehandlung verbranntem Gas im Jahr y zu bestimmen.
- b. Als Datenquelle müssen Messgeräte zur Bestimmung des Volumenstroms oder der Lieferungsbelege von Gasflaschen verwendet werden.
- c. Die Messung hat in Normkubikmetern (Nm^3) oder durch Angabe der gelieferten Anzahl Gasflaschen, sowie deren Inhalt (l) zu erfolgen.
- d. Die Messung hat kontinuierlich oder bei jeder Lieferung neuer Gasflaschen zu erfolgen.
- e. Die Qualitätssicherung hat gemäss Herstellerangaben zu erfolgen.

Anhang 11
(Art. 94 Abs. 2)

Tarif der CO₂-Abgabe auf Brennstoffen: 96 Franken pro Tonne CO₂

Zolltarifnummer ⁵	Warenbezeichnung	Abgabesatz Fr.
		je 1000 kg
2701.	Steinkohle; Briketts und ähnliche feste Brennstoffe aus Steinkohle:	
	– Steinkohle, auch in Pulverform, aber nicht agglomeriert:	
1100	– – Anthrazit	226.60
1200	– – bituminöse Steinkohle	226.60
1900	– – andere Steinkohle	226.60
2000	– Briketts und ähnliche feste Brennstoffe aus Steinkohle	226.60
2702.	Braunkohle, auch agglomeriert, ausgenommen Jett:	
1000	– Braunkohle, auch in Pulverform, aber nicht agglomeriert	217.90
2000	– Braunkohle, agglomeriert	217.90
2704.0000	Koks und Schwelkoks, aus Steinkohle, Braunkohle oder Torf, auch agglomeriert; Retortenkohle	272.60
		je 1000 l bei 15 °C
2710.	Erdöle oder Öle aus bituminösen Mineralien, andere als rohe Öle; anderweit weder genannte noch unbegriffene Zubereitungen mit einem Gewichtsanteil an Erdölen oder Ölen aus bituminösen Mineralien von 70 % oder mehr, in denen diese Öle den wesentlichen Bestandteil bilden; Ölabbfälle:	
	– Erdöle oder Öle aus bituminösen Mineralien (andere als rohe Öle) und anderweit weder genannte noch unbegriffene Zubereitungen mit einem Gewichtsanteil an Erdölen oder Ölen aus bituminösen Mineralien von 70 % oder mehr, in denen diese Öle den wesentlichen Bestandteil bilden, andere als solche die Biodiesel enthalten und andere als Ölabbfälle:	
	– – Leichtöle und Zubereitungen:	
	– – – zu andern Zwecken:	
1291	– – – – Benzin und seine Fraktionen	222.70
1292	– – – – White Spirit	222.70
1299	– – – – andere	222.70
	– – – – andere:	
	– – – – zu andern Zwecken:	
1991	– – – – Petroleum	241.00
1992	– – – – Heizöle zu Feuerungszwecken:	
	– – – – – extraleicht	254.40
	– – – – – mittel und schwer	304.30
		je 1000 kg

⁵ SR 632.10 Anhang

Zolltarifnummer	Warenbezeichnung	Abgabesatz Fr.
1999	– – – – andere Destillate und Produkte:	
		je 1000 l bei 15 °C
	– – – – – Gasöl	254.40
	– – – – – andere	je 1000 kg 304.30
		je 1000 l bei 15 °C
	– Erdöle oder Öle aus bituminösen Mineralien (andere als rohe Öle) und anderweit weder genannte noch inbegriffene Zubereitungen mit einem Gewichtsanteil an Erdölen oder Ölen aus bituminösen Mineralien von 70 % oder mehr, in denen diese Öle den wesentlichen Bestandteil bilden, Biodiesel enthaltend, andere als Ölabbfälle:	
2090	– – zu andern Zwecken (nur fossiler Anteil)	254.40
2711.	Erdgas und andere gasförmige Kohlenwasserstoffe:	
	– verflüssigt:	
	– – Erdgas:	
1190	– – – anderes	115.20
	– – Propan:	
1290	– – – anderes	145.90
	– – Butane:	
1390	– – – andere	169.00
	– – Ethylen, Propylen, Butylen und Butadien:	
1490	– – – andere	187.20
	– – andere:	
1990	– – – andere	187.20
		je 1000 kg
	– in gasförmigem Zustand:	
	– – Erdgas:	
2190	– – – anderes	255.40
	– – andere:	
2990	– – – andere	268.80
2713.	Petrolkoks, Bitumen aus Erdöl und andere Rückstände aus Erdölen oder Ölen aus bituminösen Mineralien:	
	– Petrolkoks:	
1100	– – nicht calciniert	279.40
1200	– – calciniert	279.40
		je 1000 l bei 15 °C
2905.	Acyclische Alkohole und ihre Halogen-, Sulfo-, Nitro- oder Nitrosoderivate:	
	– gesättigte einwertige Alkohole:	
	– – Methanol (Methylalkohol):	
1190	– – – anderer (nur fossiler Anteil)	104.60
3826.	Biodiesel und seine Mischungen, keine Erdöle oder Öle aus bituminösen Mineralien enthaltend oder mit einem Gewichtsanteil an Erdölen oder Ölen aus bituminösen Mineralien von weniger als 70 %:	
0090	– andere (nur fossiler Anteil)	254.40
...	Brennstoffe aus anderen fossilen Ausgangsstoffen	222.70

Zur Übereinstimmung der Seitenzahlen in allen
Amtssprachen der AS bleibt diese Seite leer.

