



21.09.2018

---

# **Erläuternder Bericht zur Änderung der Verordnung über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Verordnungspaket Umwelt Herbst 2018

---

Referenz/Aktenzeichen: R243-1566

## Inhaltverzeichnis

1	Einleitung.....	3
2	Grundzüge der Vorlage.....	4
3	Verhältnis zum europäischen Recht.....	4
4	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen.....	5
4.1	Artikel 6 Absatz 2 <sup>bis</sup> .....	5
4.2	Artikel 7 Absatz 3 (neu) und Artikel 9 Absatz 6 (neu).....	5
4.3	Artikel 9 Absatz 5.....	5
4.4	Artikel 11 Absatz 4.....	5
4.5	Artikel 91 Absatz 1.....	5
4.6	Artikel 102 Absatz 2.....	5
4.7	Artikel 135 Buchstabe f.....	6
4.8	Anhang 3a.....	6
4.9	Anhang 3b.....	10
5	Auswirkungen.....	16
5.1	Auswirkungen auf den Bund.....	16
5.2	Auswirkungen auf die Kantone.....	16
5.3	Auswirkungen auf die Wirtschaft.....	16

## 1 Einleitung

---

Seit 2013 müssen Importeure und Hersteller fossiler Treibstoffe einen Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der energetischen Nutzung der Treibstoffe entstehen, mit Massnahmen im Inland kompensieren. Die Eidgenössische Finanzkontrolle (EFK) hat 2015 die Gouvernanz im Vollzug der CO<sub>2</sub>-Kompensationspflicht geprüft<sup>1</sup>. Die EFK bemängelte dabei die fehlende Verbindlichkeit von Vorgaben für Gesuche von Kompensationsprojekten. Denn Gesuchsteller können von Vorgaben abweichen, wenn sie diese begründen können. Dies führt zu einer Vielzahl von unterschiedlichen Formaten und Berechnungen für gleichartige Projekte. Die EFK hat deshalb empfohlen, Vorgaben verbindlich zu machen, um Entwicklungskosten für Kompensationsprojekte zu reduzieren und die Gleichbehandlung der Gesuchsteller durch die Prüfstellen und das Bundesamt für Umwelt (BAFU) zu verbessern. Mit dieser Revision der Verordnung über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Verordnung; SR 641.711) werden zwei Arten von Vorgaben erlassen: Einerseits werden Anforderungen an die Berechnungen für Emissionsvermindierungen und Monitoringkonzepte für Projekte in den Bereichen Wärmeverbünde und Depo-niegas festgelegt. Andererseits sollen alle Gesuche die gleichen Vorlagen verwenden und somit in einem einheitlichen Format eingegeben werden.

Aus der Vollzugspraxis hat sich zudem ergeben, dass verschiedene Fristen angepasst werden müssen. Darunter fallen die Erfüllung der Kompensationspflicht, das Einreichen des ersten Monitoringberichts und die Bestimmung des Beginns der neuen Kreditierungsperiode für Projekte, welche eine wesentliche Änderung erfahren haben.

---

<sup>1</sup> EFK, 2016: Prüfung der CO<sub>2</sub>-Kompensation in der Schweiz, Bundesamt für Umwelt. EFK-15374.

## 2 Grundzüge der Vorlage

---

Mit dieser Revision der CO<sub>2</sub>-Verordnung werden bestimmte Vorgaben für inländische Kompensationsprojekte verbindlich: Artikel 6 Absatz 2<sup>bis</sup> schreibt für Projekte zu Wärmeverbänden und Deponiegas Methoden zur Berechnung der Emissionsverminderungen und zum Monitoringkonzept vor. Die Methoden sind in den Anhängen 3a für Wärmeverbände und 3b für Deponiegas ausgeführt. Projekte, die nicht im Geltungsbereich von Ziffer 1 Anhang 3a und Ziffer 1 Anhang 3b liegen, können wie bisher eigene Methoden verwenden. Beide Anhänge wurden auf Basis von Erfahrungen aus dem Vollzug erstellt und basieren auf bereits publizierten Standardmethoden des BAFU<sup>2</sup>, welche bisher jedoch nicht verbindlich waren.

Artikel 7 Absatz 3 und Artikel 9 Absatz 6 geben dem BAFU die Kompetenz, die Form der Gesuchsunterlagen von inländischen Kompensationsprojekten vorzugeben.

Fristen, welche sich im Vollzug als nicht optimal herausgestellt haben, werden angepasst. Dies betrifft die Periodizität der Monitoring- und Verifizierungsberichte, die erstmals nach 3 Jahren und auch danach nur alle 3 Jahre eingereicht werden müssen (Artikel 9 Absatz 5) sowie den Zeitpunkt des Beginns einer neuen Kreditierungsperiode wegen wesentlichen Änderungen (Artikel 11 Absatz 4) und der Erfüllung der Kompensationspflicht und damit die Abgabe des jährlichen Berichts der Kompensationspflichtigen auf den 1. Oktober, statt wie bisher auf den 1. Juni des Folgejahres (Artikel 91 Absatz 1).

Im Rahmen dieser Verordnungsänderung werden ausserdem die Gebühren für die Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe reduziert (Artikel 102). Die laufende Verpflichtungsperiode hat gezeigt, dass durch grössere Erfahrung seitens der Gesuchsteller und der Verwaltung sowie die Standardisierung der Gesuche um Rückerstattung der Aufwand für die Bearbeitung abgenommen hat und heute nicht mehr höher ist als in ähnlich gelagerten Geschäften (z. B. Rückerstattung der Mineralölsteuer). Somit ist die Forderung der rückerstattungsberechtigten Unternehmen nach tieferen Gebühren gerechtfertigt. Die Eidgenössische Zollverwaltung (EZV) hat geprüft, ob die heute geltende Gebühr *ad valorem* (Gebühr in Prozent des Rückerstattungsbetrags) durch eine vom Aufwand für die Bearbeitung des Gesuchs abhängige Gebühr ersetzt werden könnte. Ein Systemwechsel hätte allerdings einen höheren Aufwand zur Folge, deshalb wird davon abgesehen. Das Verfahren für die Erhebung und Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe durch die EZV erfährt dabei keine Änderung.

## 3 Verhältnis zum europäischen Recht

---

Es gibt keine Abkommen in den genannten Bereichen mit der EU. Folglich, hat die Schweiz auch keine Verpflichtung, das Schweizer Recht an dasjenige der EU anzupassen. Dementsprechend werden die geplanten Änderungen das derzeit bestehende Verhältnis zum europäischen Recht nicht verändern.

---

<sup>2</sup> Bundesamt für Umwelt (Hg.) 2017: Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland. Ein Modul der Mitteilung des BAFU als Vollzugsbehörde zur CO<sub>2</sub>-Verordnung. 3. aktualisierte Ausgabe, Januar 2017; Erstausgabe 2013. Umwelt-Vollzug Nr. 1315: 86 S. [www.bafu.admin.ch/uv-1315-d](http://www.bafu.admin.ch/uv-1315-d)

## **4 Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen**

---

### **4.1 Artikel 6 Absatz 2<sup>bis</sup>**

Mit dieser neuen Regelung werden für bestimmte Projekte und Programme Methoden zur Berechnung der Emissionsverminderungen sowie für das Monitoringkonzept verbindlich vorgeschrieben. Dazu gehören Projekte und Programme zu Wärmeverbänden und Deponiegas, die neu die im Anhang 3a und 3b aufgeführten Methoden anwenden müssen, um die Emissionsverminderungen zu berechnen und nachzuweisen, wenn sie im Geltungsbereich von Ziffer 1 Anhang 3a und Ziffer 1 Anhang 3b liegen. Diese Standardisierung senkt einerseits die Entwicklungskosten für die Gesuchsteller und verbessert andererseits die Gleichbehandlung der Projektentwickler. Die Methoden basieren auf Erfahrungen aus dem Vollzug, Rückmeldungen aus der Vernehmlassung und auf den bereits publizierten Standardmethoden (Anhänge der Mitteilung des BAFU „Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland“).

Projekte und Programme, welche nicht in den beschriebenen Geltungsbereich fallen, können wie bisher eigene Methoden verwenden.

### **4.2 Artikel 7 Absatz 3 (neu) und Artikel 9 Absatz 6 (neu)**

Neu sollen Gesuche anhand einheitlicher vom BAFU vorgegebenen Formatvorlagen eingegeben werden. Es handelt sich dabei um die bereits bekannten Vorlagen des BAFU, deren Benutzung nun verbindlich gemacht werden soll. Die Vorlagen enthalten keine zusätzlichen materiellen Anforderungen oder Verpflichtungen, für die nicht bereits eine gesetzliche Grundlage besteht.

### **4.3 Artikel 9 Absatz 5**

Neu gilt für alle Fristen, innerhalb derer ein Monitoringbericht abgegeben werden muss, eine einheitliche Frist von 3 Jahren. Insbesondere Wärmeverbände mussten in der Vollzugspraxis häufig eine Fristverlängerung für den ersten Monitoringbericht beantragen, für den bisher eine kürzere Frist gegolten hat. Auch hiermit soll den Projektentwicklern entgegengekommen und das System vereinfacht werden.

### **4.4 Artikel 11 Absatz 4**

Bei einer erneuten Validierung infolge einer wesentlichen Änderung gilt neu nicht mehr der Eignungsentscheid als Beginn der neuen Kreditierungsperiode, sondern der Zeitpunkt des Eintritts dieser Änderung. Somit wird ausgeschlossen, dass eine Verzögerung des neuen Eignungsentscheids zu einer künstlich verlängerten Kreditierungsperiode führt.

### **4.5 Artikel 91 Absatz 1**

Der Zeitpunkt für die Erfüllung der Kompensationspflicht wird vom 1. Juni auf den 1. Oktober verschoben. Die Erfahrung aus dem Vollzug hat gezeigt, dass die zu kompensierenden CO<sub>2</sub>-Menge erst gegen Ende April – meist sogar erst Anfang Mai – festgestellt werden kann. Die Frist bis 1. Juni ist daher für die Kompensationspflichtigen oft nicht ausreichend. Insbesondere Treibstoffimporteure, die erstmals kompensationspflichtig werden, sind faktisch nicht in der Lage, ihrer Pflicht fristgerecht nachzukommen, weshalb häufig Fristerstreckungen gewährt wurden. Mit einer generellen Verlängerung der Frist auf den 1. Oktober soll sich diese Situation entspannen.

### **4.6 Artikel 102 Absatz 2**

Für die Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe wird gemäss Verfahren nach der Mineralölsteuergesetzgebung durch die EZV eine Gebühr erhoben. Die bisherigen Erfahrungen haben gezeigt, dass die heute geltende *ad valorem* Gebühr (Gebühr in Prozent des Rückerstattungsbetrags) sinnvoll ist. Sie wird daher beibehalten. Das Gebührenmaximum wird jedoch aufgrund des im Vergleich zu früher geringeren Aufwands auf CHF 500 reduziert. Am Verfahren für die Erhebung und Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe ändert sich damit nichts.

#### 4.7 Artikel 135 Buchstabe f

Bei den in den Anhängen 3a und 3b beschriebenen Methoden soll das UVEK die Möglichkeit haben, in eigener Kompetenz technische Parameter wie Emissionsfaktoren oder Energiepreise der aktuellen Entwicklung anzupassen. Auch Erfahrungen und Rückmeldungen der betroffenen Kreise aus Vollzug und Praxis können Anlass für eine Anpassung durch das UVEK sein. Dies gilt insbesondere für Rückmeldungen von Gesuchstellern sowie Validierungs- und Verifizierungsstellen, mit denen die Geschäftsstelle Kompensation des BAFU und des Bundesamtes für Energie (BFE) einen regelmässigen Austausch pflegt.

#### 4.8 Anhang 3a

Der Anhang beschreibt Anforderungen an die Berechnung der Emissionsverminderung und an das Monitoringkonzept von bestimmten Wärmeverbänden.

##### Zu 1 Geltungsbereich

Die Methode ist anwendbar für neue Wärmeverbände mit vorwiegend CO<sub>2</sub>-neutral produzierter Wärme und bestehende ausschliesslich fossil betriebene Wärmeverbände, bei denen ein einziger bestehender fossiler Heizkessel durch eine vorwiegend CO<sub>2</sub>-neutrale Wärmequelle ersetzt wird. Unter „vorwiegend“ wird verstanden, dass fossile Energieträger nur zur Abdeckung der Spitzenlast und allenfalls noch für den Sommerbetrieb verwendet werden. Der Ersatz eines zentralen Kessels kann auch mit einer Verdichtung oder Erweiterung des bestehenden Wärmeverbandes verbunden sein. Je nach Fall können Teile der Formel (1) gleich Null gesetzt werden.

##### Zu 3.2 Systemgrenzen

Für die Referenzentwicklung sind die folgenden Systemgrenzen anzuwenden, je nachdem ob es sich um einen neuen oder bestehenden Wärmeverbund handelt:

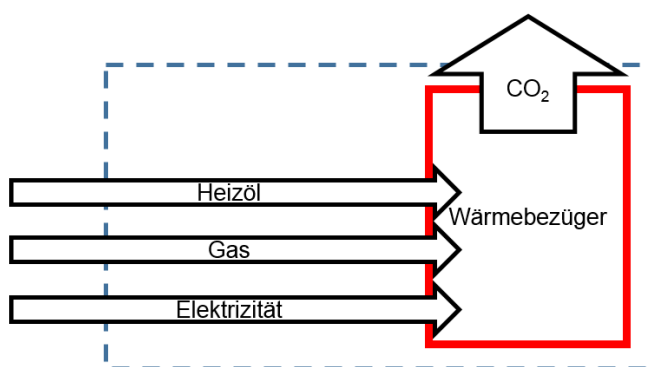


Abbildung 1: Systemgrenze für das Referenzszenario bei einem neuen Wärmeverbund: In der Referenzentwicklung heizen die Wärmebezüger weiterhin individuell mit Heizöl, Gas oder Elektrizität

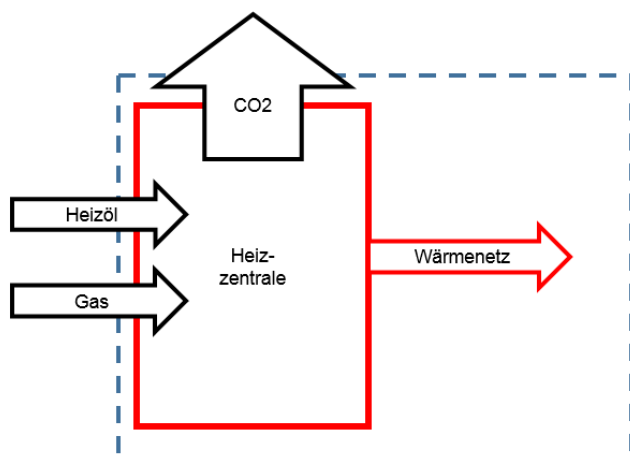


Abbildung 2: Systemgrenze für das Referenzszenario bei einem bestehenden Wärmeverbund: In den Geltungsbereich der Verordnung fallen nur bestehende Wärmeverbünde, die ausschliesslich fossil betrieben werden und somit in der Referenzentwicklung auch ausschliesslich fossil weiter betrieben würden.

Für das Projekt oder Programm sind die Systemgrenzen laut Abbildung 3 zu verwenden.

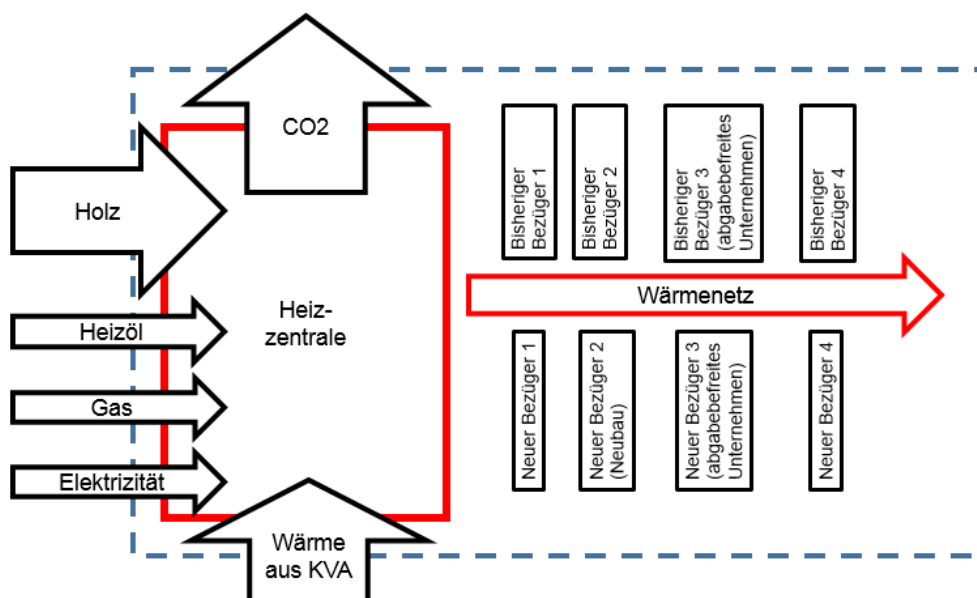


Abbildung 3: Systemgrenze für das Projekt oder die Vorhaben eines Programms: Alle Wärmequellen der bestehenden und der neuen Heizzentrale sowie alle Wärmebezüger liegen innerhalb der Systemgrenze

### **Zu 3.4 Berechnung der Referenzemissionen**

Der Term  $RE_{neu,y}$  kann Null gesetzt werden, wenn das Projekt ausschliesslich aus dem Ersatz oder der Ergänzung eines zentralen Kessels besteht. Der Term  $RE_{bestehend,y}$  kann Null gesetzt werden, wenn das Projekt ausschliesslich aus einem neuen Wärmeverbund besteht. Als neues Wärmeverbund gilt auch die Verdichtung oder Erweiterung eines bestehenden Netzes, wenn kein Kessel ersetzt wird und die bestehenden Bezüger nicht im Kompensationsprojekt geltend gemacht werden.

### **Zum Faktor $F_{KEV}$**

Erhält das Projekt die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) und sind für deren Erhalt Mindestanforderungen einzuhalten, müssen diese berücksichtigt werden. Dies hat so zu erfol-

gen, dass Leistungen (z.B. Wärmenutzung), die schon nur zum Erhalt der KEV erbracht werden, zu keinen Emissionsverminderungen führen.

Da für Dampfprozesse, insbesondere Organic-Rankine-Cycle-Anlagen, Kehrrechtverbrennungsanlagen (KVA) und Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) unterschiedliche Mindestanforderungen gelten, werden diese hier nicht explizit aufgeführt. Ausschlaggebend sind immer die Anforderungen, welche die KEV-Anlage erfüllen muss, unabhängig vom Zeitpunkt der Umsetzung des Kompensationsprojekts.

### **Zu Wärmelieferungen an von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreite Unternehmen nach Artikel 96 Absatz 2**

Die an Unternehmen, die nach Artikel 96 Absatz 2 von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit sind, gelieferte Wärme und die damit erzielten Emissionsverminderungen müssen im Monitoring getrennt ausgewiesen werden, um mögliche Doppelzahlungen zu vermeiden. Denn Wärmelieferungen an diese Unternehmen sind nur bedingt bescheinigungsfähig, weil deren Zielpfad bzw. Emissionsziel nur unter bestimmten Gegebenheiten angepasst werden kann. Die Geschäftsstelle Kompensation prüft für alle betroffenen Wärmebezüger die Anrechenbarkeit und teilt den Entscheid dem Gesuchsteller mit.

Wie die Emissionen im Referenzszenario auszuweisen sind, ist bei den Anforderungen an das Monitoringkonzept unter Ziffer 4.1 Wärmebezügerliste erläutert:

- Für einen neuen Bezüger berechnen sich diese durch Multiplikation der gelieferten Wärmemenge mit dem Emissionsfaktor des Wärmeverbunds ( $EF_{WV}$ ).
- Für einen bestehenden Bezüger berechnen sich diese durch Multiplikation der gelieferten Wärmemenge mit dem Emissionsfaktor des bestehenden Wärmeverbundes ( $EF_{\text{bestehend}}$ ), mit dem Referenzfaktor ( $RF_y$ ) und mit dem Wärmeverlust des Netzes ( $1/(1-WVN)$ ).

Weil diese Emissionen in der Wärmebezügerliste für jeden Bezüger separat berechnet werden, wird die Summen in Gleichung (2) für die neuen Bezüger nur über den Index  $i$  (=alle neuen Bezüger ohne Neubauten und von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreite Unternehmen) und in Gleichung (3) für die bestehenden Bezüger nur über den Index  $k$  (=alle bestehenden Bezüger und von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreite Unternehmen) gebildet.

### **Pauschaler Emissionsfaktor**

Der Emissionsfaktor für Wärmeverbünde  $EF_{WV}$  wird pauschal auf 0,22 tCO<sub>2</sub>eq/MWh festgelegt. Dieser Wert basiert auf einer Abschätzung anhand mehrerer Praxisbeispiele und geht von bisher bekannten Absenkpfeilen und Schlüsselkundenregelungen sowie von einer Wärmeerzeugung mit Erdgas im Referenzszenario aus. In diesem Faktor ist zudem berücksichtigt, dass die Kantone über das Gebäudeprogramm vielerorts eine Anschlussförderung bei den Endkunden finanziell unterstützen und sich diese Emissionsverminderungen anrechnen. Um auf eine administrativ aufwändige Wirkungsaufteilung zu verzichten, ohne eine Doppelzählung in Kauf zu nehmen, wird über alle Projekte mit Wärmeverbünden ein pauschaler Abschlagfaktor von 10 Prozent angewandt. Dieser wird durch das UVEK angepasst, sobald sich in der Berichterstattung zum Gebäudeprogramm eine substantielle Veränderung im Bereich der Anschlussförderung zeigt.

### **Emissionsfaktoren Gas und Heizöl**

Damit die Formeln möglichst leicht angewandt werden können, enthält die Verordnung alle für die Berechnungen notwendigen Zahlenwerte. Soweit möglich wurde auf die Werte aus dem Anhang 10 abgestützt (nur für Erdgas möglich). Die Werte für Heizöl stammen aus den für Anhang 11 zu Grunde liegenden Annahmen.

Die Emissionsfaktoren EF1 setzen die Tonne CO<sub>2</sub> ins Verhältnis zur Energiemenge (tCO<sub>2</sub>eq/MWh), die Emissionsfaktoren EF2 zum Volumen (tCO<sub>2</sub>eq/Volumen). Bei Erdgas wird das Volumen in Normkubikmetern angegeben, bei Heizöl in Litern.



### **Zu 3.5 Berechnung der Projektemissionen**

Die erwarteten Emissionen setzen sich aus den Emissionen der in der Heizzentrale eingesetzten Energieträger zusammen. Dafür sind Verbrauchsdaten zu bestimmen und die zugehörigen Emissionsfaktoren zu verwenden. Holztransporte und Stromverbrauch von Pumpen (ausgenommen Wärmepumpen) können vernachlässigt werden. Im Zusammenhang mit der Nutzung von Abwärme aus Kehrlichtverbrennungsanlagen können die Emissionen aus der Verbrennung von fossilen Abfällen vernachlässigt werden, soweit der Anteil an ausländischen Abfällen gering ist.

### **Zu 4.1 Wärmebezügerliste**

Hinweis zu von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreite Unternehmen nach Artikel 96 Absatz 2 in der Wärmebezügerliste: Es muss bei solchen Unternehmen im Einzelfall vom BAFU über die Anrechenbarkeit entschieden werden (siehe Erläuterung zu 3.4). Die Wärmelieferung muss immer in der Wärmebezügerliste aufgeführt und den daraus berechneten Emissionen des Referenzszenarios gegenübergestellt werden. Für die anderen Wärmebezüger werden die Emissionen des Referenzszenarios gemäss Gleichung (2) und Gleichung (3) berechnet.

Beispiel einer Wärmebezügerliste:

<i>Wärmebezüger</i>	<i>Str., #</i>	<i>PLZ, Ort</i>	<i>Anschluss nach dem Ersatz des zentralen Kessels: ja/nein</i>	<i>Neubau: ja/nein</i>	<i>Bei CO<sub>2</sub>-Abgabe befreitem Unternehmen: Name</i>	<i>Wärmelieferung [MWh] 2017</i>	<i>Emissionen des Referenzszenarios [tCO<sub>2</sub>eq/a]</i>
<i>Nr. für alle Bezüger</i>	Adresse nur für Neubauten und abgabebefreite Unternehmen		Spalte nur falls ein zentraler, fossiler Heizkessel ersetzt wird			Separate Spalte je Kalenderjahr	
1			nein	nein		Nicht ausweisen	
2			nein	nein		Nicht ausweisen	
3	Musterweg, 10	1234, Musterort	nein	nein	Musterunternehmen M	60	Separat ausweisen
4	Musterweg, 11	1234, Musterort	ja	ja		156	
5			ja	nein		40	
6			ja	nein		67	
7	Musterweg, 13	1234, Musterort	ja	ja		156	
8			ja	nein		40	
9	Musterweg, 20	1234, Musterort	nein	nein	Musterunternehmen M	100	Separat ausweisen

### **Zu 4.2 Bei Bezügern gemessene Wärmemenge**

Die gelieferte Wärmemenge ist bei allen Bezügern an der Übergabestelle des Wärmeverbunds zum Bezüger zu messen.

### **Zu 4.3 Alter des ersetzten Kessels**

Dieser Parameter kann durch die Angaben auf dem Kessel bestimmt werden. Praktisch werden die Kessel oft erst mit neuen Brennern ausgestattet, bevor die Kessel selbst ersetzt werden.

### **Zu 4.4 Heizölmenge**

Dieser Parameter ist nur zu verwenden, wenn in der Heizzentrale ein Heizölkessel verwendet wird.

Alternative Datenquellen für die Plausibilisierung können z.B. Messung der Wärmeproduktion des Heizölkessels kombiniert mit dem Nutzungsgrad des Heizölkessels sein.

#### **Zu 4.5. Gasmenge**

Dieser Parameter ist nur zu verwenden, wenn in der Heizzentrale ein Gaskessel verwendet wird. Die Gaslieferung wird vom Lieferanten entweder über Normkubikmeter oder über Kilowatt- oder Megawattstunden abgerechnet. Für die Berechnung der Projektemissionen in Gleichung (4) gemäss Ziffer 3.5 des Anhangs 3a können die Abrechnungswerte des Lieferanten übernommen werden. Die Emissionsfaktoren für Gas sind in den entsprechenden Einheiten einzusetzen. Die Qualitätssicherung der Messmittel hat gemäss den Anforderungen der Messmittelverordnung (MessMV; SR 941.210) und den entsprechenden Ausführungsvorschriften des EJPD zu erfolgen.

#### **Zu 4.6 Elektrische Energie**

Dieser Parameter ist nur zu verwenden, wenn in der Heizzentrale Wärmepumpen verwendet werden. Die Qualitätssicherung hat gemäss den Anforderungen der Messmittelverordnung und den entsprechenden Ausführungsvorschriften des EJPD zu erfolgen.

### **4.9 Anhang 3b**

Der Anhang 3b beschreibt Anforderungen an die Emissionsverminderung und das Monitoringkonzept von Deponiegasprojekten und -programmen.

#### **Zu 1. Geltungsbereich**

Die Anforderung gemäss Buchstabe b ist erfüllt, falls weder in der Betriebsbewilligung der Deponie noch in allfälligen anderen Auflagen durch die Behörden die Zerstörung (Verbrennung) von Methan vorgeschrieben wird. Bei Unklarheiten ist die Bestätigung schriftlich (per Email oder Brief) bei den zuständigen Behörden einzuholen.

Der Ersatz einer konventionellen Fackel, deren Betrieb nur noch intermittierend funktioniert, ist nach Buchstabe c zulässig. Der Gesuchsteller muss in diesem Fall nachweisen und mit Evidenz belegen (zum Beispiel Methangehalt im Gas, Monitoring des Fackelbetriebes, Expertenmeinung, Angaben des Fackelherstellers), dass die konventionelle Fackel nicht mehr kontinuierlich betrieben werden kann und eine Schwachgasbehandlung mehr Methan zerstört als der intermittierende Betrieb der konventionellen Fackel. Dazu muss mindestens einer der nachfolgenden Nachweise erbracht werden:

- Messungen der Methanfracht im abgesaugten Deponiegas zeigen, dass die Methanfracht zu niedrig ist für den kontinuierlichen Betrieb der konventionellen Fackel gemäss Herstellerangaben.
- Kontinuierliche Aufzeichnungen im Jahr vor Projektbeginn zeigen, dass die konventionelle Fackel regelmässig ausser Betrieb war.
- Es liegt eine schriftliche Bestätigung eines Experten (z.B. Fackelhersteller) vor, dass die konventionelle Fackel nicht mehr kontinuierlich betrieben werden kann.

**Zu 2 Begriffe**

Folgende Übersicht präzisiert die Begriffe über den Verordnungstext hinaus:

Abfackelungseffizienz (AE)	Die Abfackelungseffizienz beschreibt den Anteil an Methan, der bei der Abfackelung effektiv verbrannt wird oder generell bei Verfahren zur Gasbehandlung oxidiert wird <sup>3</sup> . Der Anteil (1-AE) wird nicht verbrannt/oxidiert und entweicht in die Atmosphäre. Zur Bestimmung gilt: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Als Default wird ein Wert von 90 Prozent für die Verbrennungseffizienz einer geschlossenen Fackel angewandt.</li> <li>• Gesuchsteller können auch die Herstellerangaben verwenden, falls nachgewiesen werden kann, dass diese eingehalten werden.</li> <li>• Gesuchsteller können eigene Messungen vornehmen.</li> </ul>
Aerober Abbau	Mikrobieller Abbau organischer Substanz unter aeroben Bedingungen, das heisst in Anwesenheit von Sauerstoff. Aerober Abbau (häufig als Kompostierung bezeichnet) führt zur Bildung von Kohlendioxid.
Anaerober Abbau	Mikrobieller Abbau organischer Substanz unter anaeroben Bedingungen, das heisst unter Ausschluss von Sauerstoff. Anaerober Abbau führt zur Bildung von Deponiegas mit relativ hohem Anteil an Methan.
Deponien	Abfallanlagen, in denen Abfälle kontrolliert abgelagert werden (Definition gemäss Verordnung über die Vermeidung und die Entsorgung von Abfällen (VVEA), SR 814.600).
Deponiegas	Durch die biologische Umsetzung von in Deponien enthaltenen organischen Substanzen bildet sich Gas, das unter Druck steht und u.a. über die Oberfläche der Deponie austreten kann. Hauptkomponenten von Deponiegas sind Methan und Kohlendioxid.
Intermittierender Betrieb der Fackel	Wenn die Gaszusammensetzung den kontinuierlichen Betrieb einer konventionellen Fackel nicht mehr gewährleistet, ist die Praxis verbreitet, die Fackel für einige Zeit ausser Betrieb zu nehmen, bis die Gaszusammensetzung den Betrieb der Fackel vorübergehend wieder erlaubt. So kommt es zum intermittierenden Betrieb der Fackel, während dem die Fackel immer wieder ausgeschaltet ist. Dies führt möglicherweise zu unerwünschten Methanemissionen, wenn die Fackel nicht in Betrieb ist. Daher ist eine Umstellung des Systems auf eine ununterbrochene Schwachgasbehandlung aus Gründen der Vermeidung von Methanemissionen wünschenswert.
Oxidationsfaktor (OX)	Der Oxidationsfaktor beschreibt den Anteil an Methan im Deponiegas, der in der Grenzschicht vor dem Austritt in die Atmosphäre oxidiert, d.h. zu Kohlendioxid umgewandelt wird. Um diesen Effekt zu berücksichtigen, wird der Oxidationsfaktor eingeführt. Der Anteil (1-OX) des durch die Grenzschicht strömenden Methans wird nicht oxidiert und entweicht in die Atmosphäre. Die Bestimmung des Oxidationsfaktors ist mit Unsicherheiten behaftet und aufwändig. Deshalb werden bei vorliegender Methode je nach Ausgangslage (mit oder ohne Entgasungsanlagen) fixe Werte

<sup>3</sup> Streng genommen müsste man in der verallgemeinerten Form den Begriff „Behandlungseffizienz“ verwenden. Hier wird jedoch generell von Abfackelungseffizienz gesprochen, auch wenn es sich in gewissen Fällen um flammenlose Oxidation handeln kann.

	festgelegt. Der anzuwendende Wert des Oxidationsfaktors ergibt sich aus dem Entscheidungsbaum.
Saugeffizienz (SE)	<p>Die Saugeffizienz beschreibt den Anteil des mit einer Entgasungsanlage erfassten Deponiegases (= Erfassungsgrad des Deponiegases). Der Anteil (1-SE) wird nicht erfasst und entweicht über die Grenzschicht in die Atmosphäre.</p> <p>Der Wert hängt stark von der Art der Deponie (flach, Hügel, Mulde) und von der Einbauart ab. Der Wert liegt zwischen 30 Prozent und 70 Prozent und ist nur für die Abschätzung der Emissionsverminderung vor Umsetzung der Massnahme relevant.</p>
Schwachgasbehandlung	<p>Deponiegas mit tiefer Methankonzentration wird entweder mit Hilfe eines Zusatzbrennstoffs verbrannt oder auf andere Art oxidiert (z.B. mittels flammenloser Oxidation oder nicht katalytischer Oxidation). Nicht als Schwachgasbehandlung zur Emissionsverminderung gelten Biofilter, da diese Methanemissionen nur minimal verringern. Sie werden zur Vermeidung von Geruchsemissionen eingesetzt.</p> <p>Auch die Aerobisierung von Deponien gilt nicht als Massnahme gemäss dieser Methode.</p> <p>Unter Schwachgasbehandlung wird in dieser Verordnung eine Anlage zur Oxidation von Deponiegas mit Methankonzentrationen von weniger als 25 Volumen Prozent verstanden.</p>

### **Zu 3.1 Systemgrenzen**

Innerhalb der Systemgrenzen befinden sich die Deponie mit den Entgasungsanlagen und der Schwachgasbehandlung.

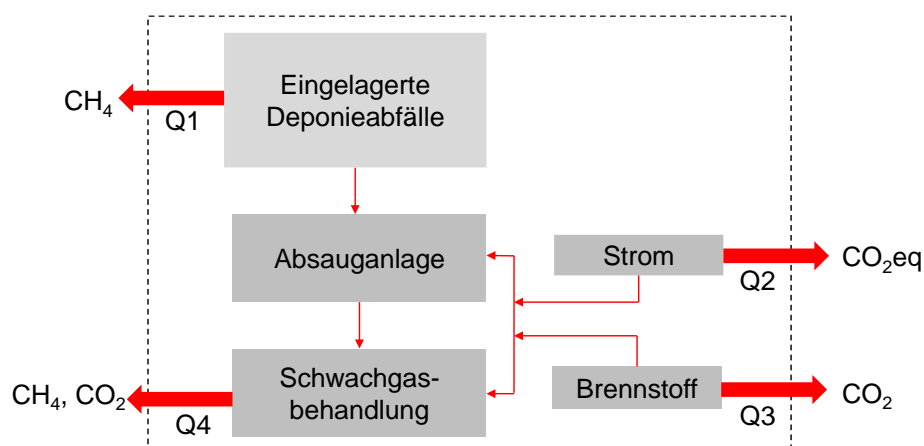


Abbildung 4: Systemgrenze für das Projekt

Als Emissionen der Schwachgasbehandlung sind nur die fossilen Emissionen zu beachten, d.h. die Emissionen an Methan und Kohlendioxid aus der Behandlungsanlage und allfällige fossile Emissionen aus der Stützfeuerung für den Betrieb dieser Anlage. Emissionen aus elektrischem Strom dürfen vernachlässigt werden, ebenso Emissionen aus dem ursprünglichen Transport des abgelagerten Guts auf die Deponie.

### **Zu 3.2 Festlegung eines Oxidationsfaktors OX**

Der Oxidationsvorgang unterscheidet sich von Deponie zu Deponie und variiert auch innerhalb einer Deponie je nach Alter oder Jahreszeit. Der in der Literatur verwendete Faktor schwankt

zwischen 0 für aktiv entgaste und 1 für nicht entgaste Deponien. Auch die Oberflächenbeschaffenheit der Deponie hat Einfluss auf den OX. Gemäss den Angaben des Reviews „Wirksamkeit von biologischen Methanoxidationsschichten auf Deponien“<sup>4</sup> und Expertenaussagen ist ein Faktor von 0,5 für schweizerische Deponien ohne Entgasungsanlagen angemessen<sup>5</sup>. Die Bestimmung des OX ist mit Unsicherheiten behaftet und aufwändig. Deshalb werden bei vorliegender Methode je nach Ausgangslage (mit oder ohne Entgasungsanlage) fixe Werte festgelegt.

Ein OX von 0,5 bedeutet, dass die an der Oberfläche der Deponie gemessene Menge an Methan gleich hoch ist wie die an dieser Oberfläche oxidierte Menge. Wenn das Deponiegas über eine Fackel verbrannt wird, dann entfällt die entsprechende Oxidation in der Grenzschicht. Der häufig verwendete Wert des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) von 0,1 gilt für aktive und jüngere Deponien. Die Emissionen für das Schweizer Treibhausgasinventar werden anhand dieses konservativen Werts bestimmt, der die Emissionen überschätzt.

Werden neue Entgasungsanlagen installiert, sind diese Angaben als Parameter im Monitoringbericht nachvollziehbar zu dokumentieren (siehe Ziffer 4.4), denn dieser entscheidet über den OX. Somit muss zur ex-post Berechnung der Emissionsverminderung die Gleichung (3) gemäss Ziffer 3.2 des Anhangs 3b für die alten und neuen Entgasungsanlagen separat angewendet werden.

### **Zu 3.3 Ex-ante Berechnung der Emissionsverminderungen**

Um die Emissionsverminderungen vor Umsetzung der Massnahme (*ex-ante*) abzuschätzen, können Messwerte zur Methanfracht aus den Jahren vor Projektbeginn verwendet werden. Wenn keine Messwerte zu bisherigen Methanemissionen vorhanden sind, können die Emissionsreduktionen geschätzt werden. Der Anhang der Verordnung enthält auch eine Formel zur Abschätzung der erwarteten Methanmenge mittels eines „First Order Decay“-Modells.

Abbildung 5 veranschaulicht, wie die Formeln (1) bis (3) ermittelt werden.

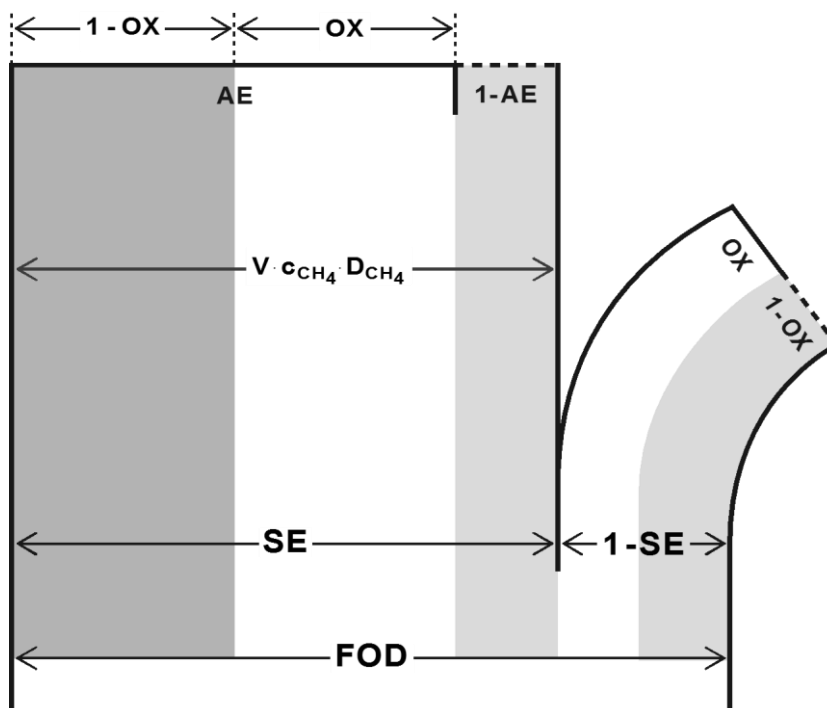


Abbildung 5: Schema zur Erläuterung der anrechenbaren Emissionsreduktion durch die Schwachgasbehandlung.

<sup>4</sup> <http://www.wasteconsult.net/files/referenzen/Bimetox.pdf> (05.03.2009)

<sup>5</sup> Viele Deponien haben schon eine längere Nachsorge erfahren, zum Beispiel in Form von Entgasung, und/oder verfügen über Abdeckungen bzw. Oberflächen, die eine Oxidation des Gases begünstigen.

FOD ist die Menge an Methan, die in der Deponie gebildet wird. Die gestrichelten Linien resp. die gelb markierten Volumenströme symbolisieren Methanemissionen in die Atmosphäre. Die durchgezogenen Linien symbolisieren den Teil des in der Deponie gebildeten Methans, der vor dem Austritt in die Atmosphäre zu Kohlendioxid oxidiert wird. Bei dem nicht abgesaugten Anteil (1-SE) geschieht diese Oxidation in der Grenzschicht. Bei dem abgesaugten Anteil SE geschieht diese Oxidation durch die Schwachgasbehandlung mit Effizienz AE. Wäre der Anteil SE nicht abgesaugt worden, dann wäre der Teil OX in der Grenzschicht oxidiert worden. Dementsprechend ist nur der Anteil (1-OX) des abgesaugten und behandelten Methans anrechenbar (graue Fläche am linken Rand). Ex-post wird die abgesaugte Menge an Methan durch Messungen bestimmt (Pfeil, der mit  $V^*_{CH_4} \cdot D_{CH_4}$  bezeichnet ist). Wie aus der Skizze ersichtlich, entspricht diese Menge nicht der anrechenbaren Emissionsreduktion. (Die anrechenbaren Emissionsreduktionen werden ex-post mit Formel (8) aus den gemessenen Emissionen bestimmt).

### **Zum effektiven Treibhausgaspotential von Methan**

Aus einer Tonne CH<sub>4</sub> entstehen durch die Oxidation 2,75 Tonnen CO<sub>2</sub>. Diese Menge CO<sub>2</sub> muss von dem Erwärmungspotential von Methan (Faktor 25 gegenüber CO<sub>2</sub>) abgezogen werden, da nur die Differenz anrechenbar ist. Dies gilt, obwohl der Kohlenstoff biogenen Ursprungs ist.

Die Methanmenge, die über die Projektlaufzeit im Deponiekörper gebildet wird, kann auf Basis eines „First Order Decay“ (FOD) Modells abgeschätzt werden. Dieses Modell wird auch für die Berechnung der Methanemissionen in Reaktordeponien im Treibhausgasinventar der Schweiz gemäss IPCC Richtlinien verwendet<sup>6</sup>.

### **Zu Formel (1):**

Der erste Term von Formel (1) setzt sich aus den folgenden beiden Termen zusammen:

1.  $AE * SE * (1 - OX) * FOD_{CH_4,y}$
2.  $-SE * (1 - AE) * OX * FOD_{CH_4,y}$

Term 1 beschreibt die abgesaugte (SE) und verbrannte (AE) Menge an  $FOD_{CH_4,y}$ . Diese Menge wird noch um den Faktor (1-OX) verringert, um die teilweise Oxidation in der Grenzschicht zu berücksichtigen.

Term 2 berücksichtigt, dass der Anteil an abgesaugtem (SE) aber nicht verbranntem (1-AE) Methan direkt aus dem Deponiekörper in die Atmosphäre entweicht. Der Anteil OX dieser Menge wäre ohne Projekt in der Grenzschicht oxidiert worden. Dadurch vermindert sich die anrechenbare Menge an Emissionsreduktionen<sup>7</sup>.

### **Zu DOC<sub>f</sub> und DOC<sub>j</sub>**

Diese Parameter können mit dem CDM Tool „Fraction of degradable organic carbon that can decompose, bzw. CDM Tool: Fraction of degradable organic carbon (by weight) in the waste type j“ bestimmt werden.

### **Zu Formel (3):**

Der Vergleich von Formel (1) mit Formel (3) zeigt, dass  $SE * FOD_{CH_4,y} = GWP_{CH_4}^{eff} * V_{DG} * c_{CH_4} * D_{CH_4}$ . Mit dem Term auf der linken Seite wird die der Fackel zugeführte Menge an Methan mit dem FOD Modell *ex-ante* abgeschätzt. Mit dem Term auf der rechten Seite kann diese Menge nach Umsetzung der Verminderungsmassnahme (*ex-post*) direkt gemessen werden.

<sup>6</sup> [www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5\\_Volume5/V5\\_3\\_Ch3\\_SWDS.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_3_Ch3_SWDS.pdf) (24.03.2014)

<sup>7</sup> Falls die Abfackelungseffizienz AE kleiner ist als der Oxidationsfaktor OX, werden die Emissionsreduktionen kleiner als Null. Falls die Abfackelung nicht stattfindet d.h. AE=0 (wenn z.B. die Fackel nicht brennt) entweicht das gesamte Methan direkt aus dem Deponiekörper in die Atmosphäre ohne teilweise an der Grenzschicht oxidiert zu werden. In diesem Fall führt das Projekt zu erhöhten Methanemissionen.

#### **Zu 4.2 Volumenstrom des Deponiegases**

Der Volumenstrom ist eine zentrale Grösse für die Bestimmung der Emissionsverminderungen; daher ist es wichtig, dass dieser Volumenstrom korrekt erfasst wird. Das eingesetzte Messgerät muss auf den erwarteten durchschnittlichen Volumenstrom angepasst sein (Messstrecke, Messort). Dies ist durch regelmässige externe Kontrollen überprüfen zu lassen.

Der Volumenstrom muss gemäss den Vorgaben des Methodological tools „Tool to determine the mass flow of a greenhouse gas in a gaseous stream“ gemessen werden<sup>8</sup>.

Gibt es bestehende und neue Entgasungsanlagen, muss dieser Parameter für bestehende und neue Belüftungen separat gemessen werden.

Für die Bestimmung des Volumenstroms können nicht nur eigentliche Volumenstrom-Messgeräte verwendet werden, sondern beispielsweise auch Ultraschallsensoren zur Bestimmung der Fließgeschwindigkeit sowie Massenzähler zur Bestimmung des Massenflusses, mit denen der Volumenstrom zuverlässig bestimmt werden kann. Die Bestimmung hat in Normkubikmetern zu erfolgen.

Die genaue Art und das Intervall der Kalibrierung der Messgeräte müssen im ersten Monitoringbericht festgelegt werden. Im Monitoringkonzept der Projekt-/Programmbeschreibung ist festzuhalten, dass diese genauen Angaben für den ersten Monitoringbericht definiert werden müssen.

#### **Zu 4.3 Methangehalt des Deponiegases**

Dieser Wert muss gemäss den Vorgaben des Methodological tools “Tool to determine the mass flow of a greenhouse gas in a gaseous stream” gemessen werden<sup>9</sup>.

Gasanalysegeräte driften relativ schnell ab. Damit der Methangehalt des Deponiegases nicht über längere Zeit überschätzt wird, sind kurze Standard-Kalibrierungsintervalle notwendig (zwei bis drei Monate), die gegebenenfalls erhöht werden können, wenn die Abweichungen nachweislich klein sind. Bei längeren Kalibrierungsintervallen müssen bei festgestellten Abweichungen die festgestellten Fehler bis zum vorgängigen Kalibrierungszeitpunkt in Abzug gebracht werden.

Die genaue Art und das Intervall der Kalibrierung des Messgerätes müssen im ersten Monitoringbericht festgelegt werden. Im Monitoringkonzept der Projekt-/Programmbeschreibung ist festzuhalten, dass diese genauen Angaben für den ersten Monitoringbericht definiert werden müssen.

#### **Zu 4.4 Neu installierte Belüftungen**

Dieser Wert ist nötig, um den korrekten Wert für OX zu bestimmen.

Gibt es bestehende und neue Entgasungsanlagen, muss der Parameter OX für bestehende und neue Entgasungsanlagen separat festgelegt werden.

#### **Zu 4.5 Emissionsfaktor Gas und 4.6 Menge Gas**

Nur verwenden, wenn für die Schwachgasbehandlung Gas zum Einsatz kommt.

---

<sup>8</sup> abrufbar unter:

[http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-08-v3.0.pdf/history\\_view](http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-08-v3.0.pdf/history_view)

<sup>9</sup> abrufbar unter: [http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-08-v3.0.pdf/history\\_view](http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-08-v3.0.pdf/history_view)

## **5 Auswirkungen**

---

### **5.1 Auswirkungen auf den Bund**

Der Vollzug der CO<sub>2</sub>-Kompensation wird durch verbindliche Methoden und Formulare vereinfacht, was eine effizientere Bearbeitung der Gesuche ermöglicht und die Gleichbehandlung verbessert.

Bei der Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe führt die Senkung des Gebührenmaximums auf CHF 500 pro Rückerstattungs-gesuch zu voraussichtlichen Mindereinnahmen von CHF 300'000 – 500'000 pro Jahr. Die laufende Verpflichtungsperiode hat gezeigt, dass durch grössere Erfahrung der Gesuchsteller und der Verwaltung sowie die Standardisierung der Gesuche um Rückerstattung der Aufwand für die Bearbeitung abgenommen hat und heute nicht mehr höher ist als in ähnlich gelagerten Geschäften (z. B. Rückerstattungen der Mineralölsteuer). Mit der bisherigen Maximalgebühr von CHF 1'000 pro Gesuch hat die EZV jährlich Gebühren für die Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe in der Höhe von etwa CHF 1 Million eingenommen; mit der reduzierten Maximalgebühr werden es schätzungsweise noch rund CHF 500'000 – 600'000 sein. Durch die gegenüber früheren Annahmen höhere Anzahl abgabebereiter Unternehmen sind die Fixkosten und der Gesamtaufwand der EZV für die Behandlung der Gesuche und die Abwicklung der Rückerstattung auch mit der reduzierten Maximalgebühr abgedeckt.

### **5.2 Auswirkungen auf die Kantone**

Die vorgesehenen Änderungen haben keine Auswirkungen auf die Kantone.

### **5.3 Auswirkungen auf die Wirtschaft**

Durch verbindliche Formulare und Methoden wird der Aufwand für Projektentwickler und Prüfstellen verringert. Die Planungssicherheit steigt. Bisher konnten abweichend zu den vom BAFU vorgeschlagenen Methoden individuelle und projektspezifische Methoden eingereicht werden. Durch die nun verbindlich gemachten Methoden des BAFU können einzelnen Projekten weniger Emissionsverminderungen angerechnet werden als mit individuellen Methoden, anderen dagegen mehr.

Die Verschiebung der Frist zur Erfüllung der Kompensationspflicht auf den 1. Oktober erlaubt es insbesondere neuen Kompensationspflichtigen, sich mit dem Thema zu befassen und die Kompensationspflicht fristgerecht zu erfüllen.