0007 Landwirtschaftliche Biogasanlagen, Bündel III

Deckblatt

Dokumentversion	1.3
Datum	04.06.2024

Gesuchsteller (Unternehmen)[1]	Genossenschaft Ökostrom Schweiz
Name, Vorname	Jungblut, Benjamin
Strasse, Nr.	Technoparkstrasse 2
PLZ, Ort	8406 Winterthur
Tel.	056 444 24 74
E-Mail-Adresse	benjamin.jungblut@oekostromschweiz.ch

Projektentwickler (Unternehmen)	
Name, Vorname	
Kontaktperson für Rückfragen (an Stelle von Gesuchsteller)?	☐ ja ☐ nein
Tel.	
E-Mail-Adresse	

Gesuch

☐ Ersteinreichung (Art. 7 CO_2-Verordnung)
☒ erneute Validierung zur Verlängerung der Kreditierungsperiode (Art. 8a CO_2-Verordnung)
☐ erneute Validierung aufgrund einer wesentlichen Änderung (Art. 11 Abs. 3 CO_2-Verordnung)

[1] Hinweis: Sollte der Gesuchsteller im Laufe des Projektes ändern, so ist dies dem BAFU schriftlich mitzuteilen.

Inhalt

1 Angaben zum Projekt/Programm 4
1.1 Projekt-/Programmzusammenfassung 4
1.2 Typ und Umsetzungsform 6
1.3 Projektstandort 7
1.4 Beschreibung des Projektes/Programmes 8
1.4.1 Ausgangslage 8
1.4.2 Projekt-/Programmziel 8
1.4.3 Technologie 9
1.4.4 Einhaltung der massgeblichen gesetzlichen Bestimmungen 10
1.4.5 Projektspezifische Aspekte 10
1.5 Referenzszenario 12
1.6 Termine 12
2 Abgrenzung zu weiteren klima- oder energiepolitischen Instrumenten und Vermeidung von Doppelzählung 13
2.1 Finanzhilfen 13
2.2 Schnittstellen zu Unternehmen, die von der CO_2-Abgabe befreit sind 13
2.3 Doppelzählung aufgrund anderweitiger Abgeltung des ökologischen Mehrwerts 14
3 Berechnung ex-ante erwartete Emissionsverminderungen 15
3.1 Systemgrenze und Emissionsquellen 15
3.2 Einflussfaktoren 16
3.3 Leakage 17
3.4 Projektemissionen/Emissionen der Projekte 19
3.5 Referenzentwicklung 19
3.6 Erwartete Emissionsverminderungen (ex-ante) 19
4 Nachweis der Zusätzlichkeit 22
5 Aufbau und Umsetzung des Monitorings 27
5.1 Beschreibung der gewählten Nachweismethode 27
5.2 Ex-post Berechnung der anrechenbaren Emissionsverminderungen 29
5.2.1 Formeln zur ex-post Berechnung erzielter Emissionsverminderungen 29
5.2.2 Wirkungsaufteilung 36
5.3 Datenerhebung und Parameter 36
5.3.1 Fixe Parameter 36
5.3.2 Dynamische Parameter und Messwerte 40
5.3.3 Plausibilisierung der Daten und Berechnungen 47
5.3.4 Überprüfung der Einflussfaktoren und der ex-ante definierten Referenzentwicklung 48
5.4 Prozess- und Managementstruktur 48
6 Kommunikation zum Gesuch und Unterschriften 52

6.1 Einverständniserklärung zur Veröffentlichung der Unterlagen 52
6.2 Unterschriften 53
Anhang 54

1 Angaben zum Projekt/Programm

1.1 Projekt-/Programmzusammenfassung

Das Projekt 007 (Landwirtschaftliche Biogasanlagen in der Schweiz, Bündel III) wurde im November 2010 mit der Projektbeschreibung und dem Validierungsbericht beim BAFU zur Eignungsprüfung als inländisches Kompensationsprojekt (KOPCH) eingereicht und am 24. August 2011 unter Auflagen als Kompensationsprojekt Nr. 007 registriert.
Das Projekt 009 (Landwirtschaftliche Biogasanlagen in der Schweiz, Bündel IV) wurde im März 2011 mit der Projektbeschreibung und im Juli 2011 mit Validierungsbericht beim BAFU zur Eignungsprüfung als inländisches Kompensationsprojekt (KOPCH) eingereicht und am 18. Oktober 2011 als Kompensationsprojekt Nr. 009 registriert.
In den Registrierungsbestätigungen des BAFU für Bündel III und Bündel IV wurden jeweils als Auflage festgehalten, dass die verwendete Methodologie zur Bestimmung der Emissionsreduktionen aus der Methanvermeidung in Zusammenarbeit mit der Validierungsstelle (SQS) sowie BAFU und Bundesamt für Energie (BFE) nochmals genauer zu überprüfen und falls notwendig anzupassen sei. Die grundlegend überarbeitete und validierte eigene Methodologie ist dem BAFU am 23. Februar 2016 zugestellt worden. Als Fazit aus dem Validierungsbericht kann festgehalten werden, dass mit dieser Überarbeitung die Gleichwertigkeit zur Standardmethode gegeben ist. Das BAFU hat sich dieser Einschätzung angeschlossen und nach Diskussion einiger letzter übergeordneter Themenbereiche (Herbst 2016) diese Alternativmethode, welche den Namen KF-Methode erhielt, im 2017 als gleichwertig zur Standardmethode verfügt (zusammen mit der ersten Re-Validierung von Bündel I).

Mit der Vereinbarung zwischen der Schweizerischen Eidgenossenschaft vertreten durch das Bundesamt für Umwelt und das Bundesamt für Energie und der Genossenschaft Ökostrom Schweiz vom 02.07.2018 betreffend der „Kompensationsprojekte Nr. 0005, 0007 und 0009: Verlängerung der Kreditierungsperiode der Projektbündel II, III und IV von landwirtschaftlichen Biogasanlagen und Zusammenlegen der Bündel III und IV" werden die Bündel III und IV ab der zweiten Kreditierungsperiode zusammen unter der bisherigen Nummer von Bündel III weitergeführt „0007 Landwirtschaftliche Biogasanlagen in der Schweiz: Methanemissionsreduktion (Bündel III).

Das Bündel III beinhaltete ursprünglich 10 landwirtschaftliche Biogasprojekte, wovon in der Folge neun Projekte umgesetzt worden sind, während dem eines sistiert wurde.
Das Bündel IV beinhaltete ursprünglich 10 landwirtschaftliche Biogasprojekte, wovon in der Folge fünf Projekte umgesetzt worden sind, während dem drei sistiert wurden. Weitere zwei geplante Projekte wurden erst später umgesetzt und sind in einem anderen Klimaschutzprojekt (Klimaschutzprogramm 0176) aufgenommen worden.

Die Monitoring Jahre 2012 bis 2020 sind für Bündel III abgeschlossen. Die Jahre 2021 und 2022 können voraussichtlich im Laufe des Jahres 2024 abgeschlossen werden.
Die dritte Kreditierungsperiode endet am 31.12.2024. Mit der vorliegenden Projektbeschreibung soll nun die vierte Kreditierungsperiode vom 01.01.2025 bis voraussichtlich 31.12.2030 beantragt werden.

Das Projektbündel wird nur CO2e-Reduktionen aus der Vermeidung von Methan beantragen, nicht aber CO2-Reduktionen durch die Substitution von fossilen Brennstoffen durch Motorenabwärme der Biogasanlagen oder der direkten Nutzung von Biogas als Brenn- oder Treibstoff. Daher beziehen sich alle im Folgenden beschriebenen Elemente auf den erstgenannten Wirkungspfad.

In der Landwirtschaft erfolgt nach gängiger Praxis die Hofdüngerlagerung nach wie vor in offenen Systemen (Lagerstätten), in welchen anaerobe Lagerbedingungen vorherrschen. Die offene Lagerung von

Gülle und Mist verursacht Methan, welches ungehindert in die Atmosphäre entweicht. In den Biogasanlagen findet ein gezielt gesteuerter anaerober Vergärungsprozess mit dem Ziel statt, das entstehende Methan in gasdichten Behältern zu sammeln und zu verwerten. Die Methanverwertung findet in einem nachgeschalteten Motor (Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einem Generator zur Umwandlung der mechanischen Energie in elektrische und thermische Energie oder in einer Biogasaufbereitungsanlage statt (in der eine Abtrennung des Biomethans erfolgt; das Biomethan kann bspw. in das Erdgasnetz eingespeist oder über eine Gastankstelle für Mobilitätszwecke genutzt werden). Das Methan wird in allen Fällen in einem Motor oder Heizungssystem verbrannt und in CO2 umgewandelt.

Das wahrscheinlichste Referenzszenario zu den einzelnen Projekten ist die Weiterführung der bestehenden Praxis ohne Biogasanlagen, d.h. Lagerung der Gülle in nicht gasdichten Lagern, da es keine gesetzliche Regelung gibt, die eine Änderung der bestehenden Praxis forcieren würde und keine finanziellen Anreize die bestehende Praxis zu ändern.

Die Zusätzlichkeit wird für alle Projekte erneut individuell mittels eines standardisierten Kalkulationsmodells auf Basis der einzelbetrieblichen Projektdaten geprüft, welche im Zeitraum zwischen letzter Re-Validierung und Ende 2023 eine wesentliche Änderung erfahren haben.

Der Aufbau und die Umsetzung des Monitorings erfolgen grundsätzlich nach der Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen (Quelle: Genossenschaft Ökostrom Schweiz 2017).

1.2 Typ und Umsetzungsform

Typ	☐ 1.1 Nutzung und Vermeidung von Abwärme ☐ 2.1 Effizientere Nutzung von Prozesswärme beim Endnutzer oder Optimierung von Anlagen ☐ 2.2 Energieeffizienzsteigerung in Gebäuden ☐ 3.1 Nutzung von Biogas[2] ☐ 3.2 Wärmeerzeugung durch Verbrennen von Biomasse mit und ohne Fernwärme ☐ 3.3 Nutzung von Umweltwärme ☐ 3.4 Solarenergie ☐ 3.5 Netz-unabhängiger Stromeinsatz ☐ 4.1 Brennstoffwechsel bei Prozesswärme ☐ 5.1 Effizienzverbesserung im Personentransport oder Güterverkehr ☐ 5.2 Einsatz von flüssigen biogenen Treibstoffen ☐ 5.3 Einsatz von gasförmigen biogenen Treibstoffen ☐ 6.1 Abfackelung bzw. energetische Nutzung von Methangas[3] ☒ 6.2 Methanvermeidung aus biogenen Abfällen[4] ☐ 6.3 Methanvermeidung durch Einsatz von Futtermittelzusatzstoffen in der Landwirtschaft ☐ 7.1 Vermeidung und Substitution synthetischer Gase (HFC, NF_3, PFC oder SF_6) ☐ 8.1 Vermeidung und Substitution von Lachgas (N_2O) ☐ 9.1 Biologische CO_2-Sequestrierung in Holzprodukten ☐ andere: *Nähere Bezeichnung*

Umsetzungsform

☐ Einzelnes Projekt ☒ Projektbündel ☐ Programm

[2] Unter diesem Typ sind Projekte/Programme aufzuführen, bei denen in landwirtschaftlichen oder industriellen Biogasanlagen Biogas produziert wird und neben der reinen Methanvermeidung (=Kategorie 6) *zusätzlich* Bescheinigungen aus der Nutzung dieses Biogases in Form von Wärme oder aus der Einspeisung in ein Erdgasnetz generiert werden. Handelt es sich beim Projekt/Programm nur um Stromproduktion, welche durch die KEV abgegolten wird, und werden Bescheinigungen nur für den Methanvermeidungsteil generiert, fällt das Projekt/Programm unter den Typ 6.2.

[3] Unter diesen Typ fallen beispielsweise Deponiegasprojekte oder Methanvermeidung auf Kläranlagen.

[4] Unter diesen Typ fallen Biogasanlagen, die ausschliesslich für die Methanreduktion Bescheinigungen erhalten.

1.3 Projektstandort

Die Projektstandorte der Biogasanlagen befinden sich in der Schweiz an folgenden Standorten:

	Projekt 3.1	**Projekt 3.2**	**Projekt 3.3**
Projektname:	Biogas ESR AG	BioEcoEnergie SA	Agrogaz Lignerolle SA
Strasse, Nr.:	Oeli	En Pradez 1	Grand Vailloud 10
PLZ, Ort	6024 Hildisrieden	1124 Gollion	1357 Lignerolle
	Projekt 3.4	**Projekt 3.6**	**Projekt 3.7**
Projektname:	Einsiedler Naturstrom AG	Belgaz SA	Agreenergie SA
Strasse, Nr.:	Chlösterliweg 11	Etablissement de Bellechasse	Route de Chézard
PLZ, Ort	8840 Trachslau	1786 Sugiez	2053 Cernier
	Projekt 3.8	**Projekt 3.9**	**Projekt 3.10**
Projektname:	AgriBioVal SA	Seedorf Energies SA	Vanils Energie SA
Strasse, Nr.:	Clos-Donzel 11	Rte de Seedorf 151	Route des Auges 21a
PLZ, Ort:	2114 Fleurier	1757 Noréaz	1666 Grandvillard
	Projekt 4.4	**Projekt 4.6**	**Projekt 4.7**
Projektname:	GBAC énergies SA	Krone GmbH	Bio-Energ'Etique SA
Strasse, Nr.:	Les Conduites-dessus 1	Hinter Widen 2	route de Buix 61
PLZ, Ort:	1439, Rances	8820, Wädenswil	2915, Bure
	Projekt 4.9	**Projekt 4.10**	
Projektname:	Cuachet Energies SA	Biogaz Mandement	
Strasse, Nr.:	Route de Henniez 4	Route de Peney 82	
PLZ, Ort:	1525, Seigneux	1214, Vernier	

Die Systemgrenze umfasst die Biogasanlage (anaerobe Vergärung und Biogasproduktion), die Zulieferhöfe, Lagerstätten sowie die Transportwege zwischen den Zulieferbetrieben und der Biogasanlage. Abbildung 1 gibt einen beispielhaften Überblick zu den relevanten Emissionsquellen im Projektfall. Die blau gestrichelte Linie bezeichnet die Systemgrenze (Quelle: BAFU 2024a[5]; BAFU 2020a[6]).

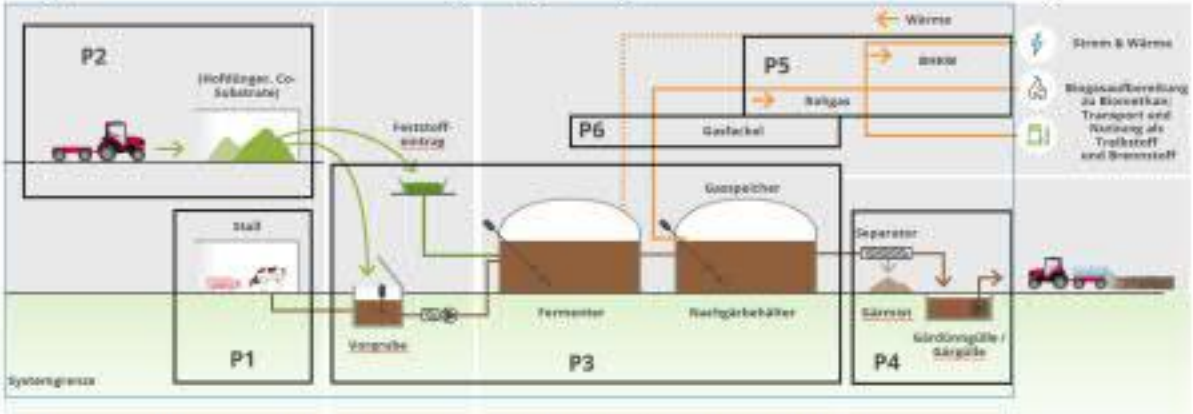

Abbildung 1: Systemgrenze des Klimaschutzprojekts (Ökostrom Schweiz)

Emissionsquellen im Projektfall:

- P1: Lagerung des Hofdüngers beim Zulieferbetrieb

[5] BAFU 2024a: National Inventory Document of Switzerland 2024, Chapter 7.3.1 – ohne nutzungsbedingte Emissionen «Emissions related to the use of biogas for combined heat and power generation as well as emissions from biogas upgrading are reported in sector 1 Energy source»

[6] BAFU 2020a: Standardmethode für Kompensationsprojekte des Typs „Landwirtschaftliche Biogasanlagen". Anhang K zur Mitteilung „Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland". Bundesamt für Umwelt, Geschäftsstelle Kompensation, Bern.

- P2: Transport (alle Hin- und Rückfahrten von Hofdünger, Co-Substraten und Gärresten)
- P3: Gasverluste entlang des gesamten Vergärungsprozesses
- P4: Nachrotte und Lagerung des flüssigen und festen Vergärungsproduktes
- P5: Rohgassystem und BHKW
- P6: Emissionen aus der Abfackelung von Biogas

1.4 Beschreibung des Projektes/Programmes

1.4.1 Ausgangslage

Die anaerobe Vergärung von tierischen Exkrementen (Gülle und Mist; Hofdünger) führt zur Bildung von Methan. In der Landwirtschaft erfolgt nach gängiger Praxis die Gülle- und Mistlagerung in offenen Systemen (Lagerstätten), in welchen anaerobe Lagerbedingungen vorherrschen. Die offene Lagerung von Gülle und Mist verursacht daher Methan, welches ungehindert in die Atmosphäre entweicht.

1.4.2 Projekt-/Programmziel

Im Rahmen des Projektbündels werden Gülle und Mist anstatt in offene Lagersysteme (Ausgangslage) in geschlossene Lagersysteme (Biogasanlagen) eingebracht. In den Biogasanlagen findet ein gezielt gesteuerter anaerober Vergärungsprozess mit dem Ziel statt, das entstehende Methan in gasdichten Behältern zu sammeln und zu verwerten. Die Methanverwertung findet in einem nachgeschalteten Motor (Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einem Generator zur Umwandlung der mechanischen Energie in elektrische und thermische Energie oder in einer Biogasaufbereitungsanlage statt (in der eine Abtrennung des Biomethans erfolgt; das Biomethan kann bspw. in das Erdgasnetz eingespeist oder über eine Gastankstelle für Mobilitätszwecke genutzt werden). Das Methan wird in allen Fällen in einem Motor oder Heizungssystem verbrannt und in CO2 umgewandelt.

Im Referenzszenario, gemäss dem die Hofdünger konventionell gehandhabt werden, entstehen erhebliche Methanemissionen, die diffus in die Atmosphäre entweichen. Durch das Einbringen des Hofdüngers in die Biogasanlage werden die entsprechenden Methanemissionen vermieden. Die jährliche Emissionsverminderung errechnet sich aus der Differenz zwischen den Emissionen in der Referenzentwicklung und den Projektemissionen.

Die Referenzemissionen werden anhand des aus dem Hofdünger produzierten Biogases mit Hilfe eines Korrelationsfaktors KFi,y rechnerisch ermittelt. Dieser Faktor KFi,y gibt für jede Hofdüngerkategorie das Verhältnis zwischen Biogasproduktion in der Anlage und Methanemission im Referenzszenario wieder. Die in der Anlage produzierte Biogasmenge wird entweder direkt gemessen oder aus der produzierten Nutzenergie errechnet. Anhand der Input-Daten zu den verschiedenen in die Biogasanlage eingebrachten Substraten wird auf der Grundlage von standardisierten Erfahrungswerten bestimmt, welche Biogasmenge aus welchem Hofdüngertyp stammt.

Hauptbestimmungsparameter der zu berechnenden Emissionsreduktionen ist die Strom- bzw. die Gasproduktion der Biogasanlage, deren Werte einfach und mit hoher Genauigkeit erfasst werden können. Die ebenfalls zu erhebenden Mengen an Hofdünger und Co-Substrat, welche in die Biogasanlage eingebracht werden, sind entsprechend nicht die Hauptbestimmungsparameter der zu berechnenden Emissionsreduktionen, sondern sie werden insbesondere dazu gebraucht, um festzustellen, welcher Anteil des Biogases aus welcher Hofdüngerkategorie stammt.

1.4.3 Technologie

Landwirtschaftliche Biogasanlagen in der Schweiz produzieren aus Gülle und Mist und ggf. weiteren organischen Materialien Biogas, welches in Motoren zu Strom und Wärme umgewandelt oder in aufbereiteter Form in ein Gasnetz eingespeist wird. Der Strom wird überwiegend in das öffentliche Stromnetz, das zu Biomethan aufbereitete Biogas überwiegend in das Erdgasnetz eingespeist, oder die Energie wird direkt als Treibstoff genutzt. Die Wärme kann ebenfalls in unterschiedlichsten Nutzungspfaden z.B. zu Heiz- oder Trocknungszwecken genutzt werden (Die Wärmenutzung ist nicht Bestandteil dieses Projektbündels).

Im Produktionsprozess werden die organischen Materialen inkl. Gülle und Mist je nach Konsistenz über eine Vorgrube, einen Feststoffeintrag oder direkt in einen beheizten und gasdichten Behälter (Fermenter) eingebracht. Im Fermenter erfolgt in einem mehrstufigen biologischen Ab- und Umbauprozess die Umwandlung bestimmter organischer Substanzen in Biogas, welches vor allem aus Methan und Kohlendioxid besteht. Je nach Technologiekonzept der spezifischen Biogasanlage kann sich an den ersten Fermenter ein zweiter Fermenter oder Nachgärer anschliessen, der ebenfalls gasdicht ausgeführt ist und beheizt sein kann. Nach Abschluss des biologischen Umbauprozesses werden die Vergärungsprodukte in einem Endlager gelagert, in dem eine Abkühlung erfolgt und das Material als hochwertiges Düngemittel von Landwirtschaftsbetrieben auf Landwirtschaftsflächen ausgebracht wird (vgl. auch Abbildung 2). Die durchschnittliche Verweilzeit der eingesetzten organischen Materialien beträgt in der Schweiz zwischen 60 und 120 Tagen[7].

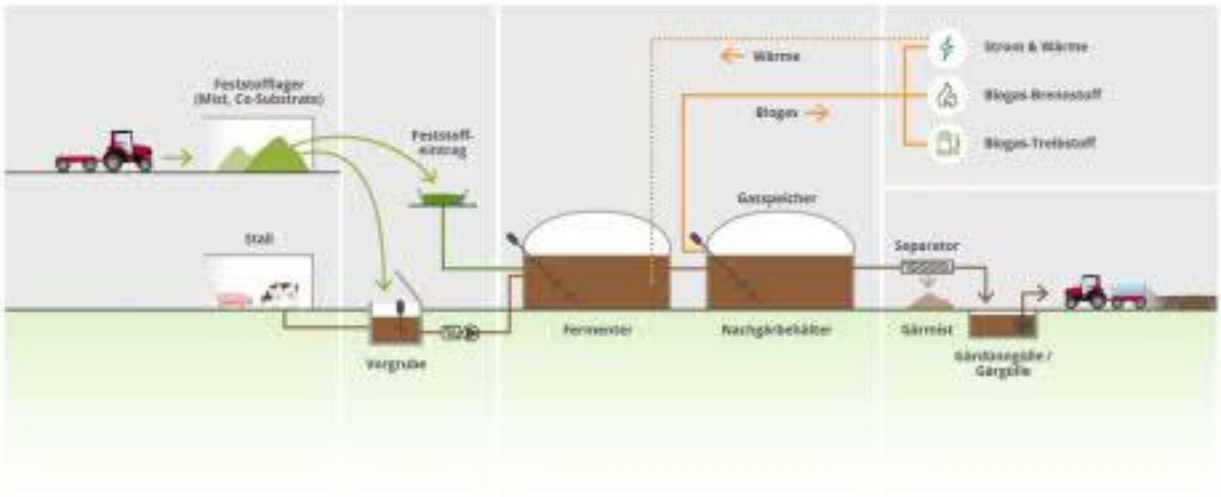

Abbildung 2: Biogasprozess (Quelle: Ökostrom Schweiz)

In Abbildung 2 wird das Nährstoffmanagement nicht ausführlich dargestellt. Die Biogasanlagen im Projektbündel dienen jedoch auch der Verbesserung der Nährstoffbehandlungspraxis, da die Vergärungsprodukte im Gegensatz zu unbehandeltem Hofdünger von Gesetzes wegen regelmässig auf die Nährstoffgehalte analysiert werden müssen. Die Analysen werden durch unabhängige Analyselabore durchgeführt und die Ergebnisse jährlich von den Kantonen kontrolliert. Darüber hinaus ist die Geruchsbelastung verringert und die Stickstoffverfügbarkeit für die Pflanzen erhöht, was hilft mineralische Stickstoffdünger einzusparen. Die Biogasanlagen im Projektbündel müssen jeweils über permanente Abdeckungen der flüssigen Gärgüllelager verfügen. Ausserdem müssen die gesetzlich festgelegten Lagerkapazitäten für die Vergärungsprodukte vorhanden sein. Beide Vorgaben sind in aller Regel Bestandteil der

[7] Quelle: BAFU (2021b): Biogasanlagen in der Landwirtschaft. Ein Modul der Vollzugshilfe in der Landwirtschaft. Bundesamt für Umwelt, Bern.

kantonal erteilten abfallrechtlichen Betriebsbewilligung und werden entsprechend über den kantonalen Vollzug überprüft.

1.4.4 Einhaltung der massgeblichen gesetzlichen Bestimmungen

Für jedes Projekt im Bündel gelten die gesetzlichen Bestimmungen des Bundes bzw. der Kantone. Die Beachtung der gesetzlichen Bestimmungen obliegt den Projekten. Der Vollzug erfolgt über die Kantone oder Bundesbehörden (bspw. dem BAZG oder der Pronovo).
Der Fachverband Ökostrom Schweiz unterstützt seine Mitglieder im administrativen Bereich und informiert über die gesetzlichen Bestimmungen bspw. über Merkblätter[8] und über die individuelle Mitgliederberatung.

1.4.5 Projektspezifische Aspekte

Beschreibung der involvierten Akteure und der Projektstruktur
Das vorliegende Projektbündel wird von Ökostrom Schweiz koordiniert und durchgeführt. Ökostrom Schweiz ist der Projekteigner und Antragsteller. Die einzelnen Biogasanlagen werden von den jeweiligen Anlagenbetreibern erstellt und betrieben. Ökostrom Schweiz steht den Anlagenbetreibern beratend zur Seite und übernimmt alle zur Abwicklung des Projektbündels relevanten Arbeitsschritte wie die Datenerhebung, Datenkontrolle und den Monitoringbericht.

Beschreibung der Biogasanlagen im Bündel
Nachfolgend werden die wichtigsten Eckdaten zu den Projekten zusammengefasst:

Tabelle 1: Eckdaten der Projekte

	Projekt 3.1	**Projekt 3.2**	**Projekt 3.3**	**Projekt 3.4**
Projektname	Biogas ESR AG	BioEcoEnergie SA	Agrogaz Lignerolle SA	Einsiedler Naturstrom AG
Anlagentyp	Ldw. Biogasanlage	Ldw. Biogasanlage	Ldw. Biogasanlage	Ldw. Biogasanlage
Technologie	Nassfermentation	Nassfermentation	Nassfermentation	Nassfermentation
Inbetriebnahme	Sept. 2013	Okt. 2011	Jun. 2014	Apr. 2013
Anzahl BHKW	1	3	2	1
Typ BHKW	Gasmotor	Gasmotor	Gasmotor	Gasmotor
Elektrische Leistung	[redacted]kW	[redacted]kW	[redacted]kW / [redacted]kW	[redacted]kW
KEV-Förderung	Ja	Ja	Ja	Ja
Anteil Co-Substrate	Max. 20%	Max. 20%	Max. 20%	Max. 20%
Fermenter	1	1	1	1
Nachgärer	-	1	1	1
Abgedeckte Endlager	Ja	Ja	Ja	Ja
Schleppschlauch	Ja	Ja	Ja	Ja
	Projekt 3.6	**Projekt 3.7**	**Projekt 3.8**	**Projekt 3.9**
Projektname	Belgaz SA	Agreenergie SA	AgriBioVal SA	Seedorf Energies SA
Anlagentyp	Ldw. Biogasanlage	Ldw. Biogasanlage	Ldw. Biogasanlage	Ldw. Biogasanlage
Technologie	Nassfermentation	Nassfermentation	Nassfermentation	Nassfermentation
Inbetriebnahme	Apr. 2012	Jan. 2012	Dez. 2011	Jul. 2012

[8] Ökostrom Schweiz (2022): Merkblatt: Rechtliche und technische Anforderungen an Biogasanlagen

Anzahl BHKW	1	1	2	2
Typ BHKW	Gasmotor	Gasmotor	Gasmotor	Gasmotor
Elektrische Leistung	[redacted]kW	[redacted] kW (2018 als Ersatz für [redacted]kW)	[redacted]kW / [redacted]kW	[redacted]kW [redacted]kW (ab 12/2017)
KEV-Förderung	Ja	Ja	Ja	Ja
Anteil Co-Substrate	Max. 20%	Max. 20%	Max. 20%	Max. 20%
Fermenter	1	1	1	1
Nachgärer	1	1	2 (seit 2020)	2
Abgedeckte Endlager	Ja	Ja	Ja	Ja
Schleppschlauch	Ja	Ja	Ja	Ja
	Projekt 3.10	**Projekt 4.4**	**Projekt 4.6**	**Projekt 4.7**
Projektname	Vanils Energie SA	GBAC énergies SA	Krone GmbH	Bio-Energ'Etique SA
Anlagentyp	Ldw. Biogasanlage	Ldw. Biogasanlage	Ldw. Biogasanlage	Ldw. Biogasanlage
Technologie	Nassfermentation	Nassfermentation	Nassfermentation	Nassfermentation
Inbetriebnahme	Jan. 2016	Juli 2016	Nov. 2012	Feb. 2013
Anzahl BHKW	1	1	2	2
Typ BHKW	Gasmotor	Gasmotor	Zündstrahlmotor Gasmotor	Gasmotor
Elektrische Leistung	[redacted] kW (ab 06/2018)	[redacted]kW	[redacted]kW [redacted]kW	[redacted]kW[redacted]kW
KEV-Förderung	Ja	Ja	Ja	Ja
Anteil Co-Substrate	Max. 20%	Max. 20%	Max. 20%	Max. 20%
Fermenter	1	1	1	1
Nachgärer	1	1	2	
Abgedeckte Endlager	Ja	Ja	Ja	Ja
Schleppschlauch	Ja	Ja	Ja	Ja
	Projekt 4.9	**Projekt 4.10**		
Projektname	Cuachet Energies SA	Biogaz Mandement		
Anlagentyp	Ldw. Biogasanlage	Ldw. Biogasanlage		
Technologie	Nassfermentation	Nassfermentation		
Inbetriebnahme	Januar 2013	Juni 2012		
Anzahl BHKW	1	2		
Typ BHKW	Gasmotor	Gasmotor		
Elektrische Leistung	[redacted]kW (2017 als Ersatz für das [redacted]kW)	[redacted]kW		
KEV-Förderung	Ja	Ja		
Anteil Co-Substrate	Max. 20%	Max. 20%		
Fermenter	1	1		
Nachgärer		1		
Abgedeckte Endlager	Ja	Ja		
Schleppschlauch	Ja	Ja		

1.5 Referenzszenario

Bereits in den letzten Validierungen wurde die bestehende Praxis der Hofdüngerlagerung (d.h. Lagerung von Gülle und Mist in nicht gasdichten Lagern) als Referenzszenario bestätigt:

Tabelle 2: Szenario für das Referenzszenario

Potenzielle Referenzszenarien	**Wahrscheinlichkeit der Umsetzung**
Weiterführung der bestehenden Praxis ohne Biogasanlagen, d.h. Lagerung der Gülle in nicht gasdichten Lagern	**Sehr wahrscheinlich**. Keine gesetzliche Regelung, die eine Änderung der bestehenden Praxis forcieren würde, keine finanziellen Anreize die bestehende Praxis zu ändern.

Die Rahmenbedingungen haben sich in der Zwischenzeit nicht verändert, denn es existieren auch zum heutigen Zeitpunkt keine gesetzlichen Regelungen, welche den Bau von gasdichten Gülle- und Mistlagern fordern. Wäre dies der Fall, müsste eine solche Regelung auch im nationalen Treibhausgasinventar abgebildet bzw. als ein (weiteres) Hofdünger-Managementsystem ausgewiesen werden, was aber nicht der Fall ist. Das Referenzszenario bleibt demnach weiterhin die bestehende Praxis einer nichtgasdichten Lagerung von Gülle und Mist.

1.6 Termine

Termine	Datum	Spezifische Bemerkungen
Umsetzungsbeginn	24.08.2011	Entspricht in diesem Fall dem Datum der erstmaligen Registrierung des Bündels (Bündel III)
Wirkungsbeginn	01.01.2012	Entspricht dem Monitoringbegin bei der ersten Biogasanlage (Bündel III)

	Anzahl Jahre	Spezifische Bemerkungen
Dauer des Projektes/Programms in Jahren:	20 Jahre	*Die Wirkungsdauer der Projekte beträgt jeweils 20 Jahre*

	Datum	Spezifische Bemerkungen
Beginn 1. Kreditierungsperiode:	01.01.2012	Vgl. Vereinbarung BAFU-Ökostrom vom 02.07.2018
Ende 1. Kreditierungsperiode:	31.12.2018	
Beginn 2. Kreditierungsperiode:	01.01.2019	
Ende 2. Kreditierungsperiode:	31.12.2021	
Beginn 3. Kreditierungsperiode:	01.01.2022	
Ende 3. Kreditierungsperiode:	31.12.2024	
Beginn 4. Kreditierungsperiode:	01.01.2025	
Ende 4. Kreditierungsperiode:	31.12.2030	

2 Abgrenzung zu weiteren klima- oder energiepolitischen Instrumenten und Vermeidung von Doppelzählung

2.1 Finanzhilfen

Gibt es für das Projekt/Programm bzw. zugesprochene oder erwartete Finanzhilfen[9]?

☒ Ja
☐ Nein

Im vorliegenden Bündel haben die Projekte [redacted] und [redacted] nichtrückzahlbare Geldleistungen für die Biogasanlage erhalten. Für diese Geldleistung wurde eine Wirkungsaufteilung vorgenommen.

Die Wirkungsaufteilung wurde bereits anlässlich der Re-Validierung zur zweiten Kreditierungsperiode geprüft. In beiden Fällen wird die Wirkungsaufteilung gemäss Option 2B zur Wirkungsaufteilung gemäss Vollzugsmitteilung, Abschnitt 2.6.3 vorgenommen. Die öffentliche Hand verzichtet seit der zweiten Kreditierungsperiode auf eine Zurechnung von Emissionsverminderungen aus diesen Projekten.

Im Verlauf der zweiten und dritten Kreditierungsperiode hat kein Projekt weitere/ neue nichtrückzahlbare Geldleistungen erhalten.

Sollten die Projekte im Verlaufe der vierten Kreditierungsperiode beispielsweise für einen Ausbau oder für eine Ersatzinvestition nichtrückzahlbare Geldleistungen der öffentlichen Hand beantragen bzw. erhalten, dann wird für diese Finanzhilfen ebenfalls eine Wirkungsaufteilung mit dem entsprechenden BAFU-Tool durchgeführt.

2.2 Schnittstellen zu Unternehmen, die von der CO_2-Abgabe befreit sind

Weisen das Projekt oder die Projekte des Programms Schnittstellen zu Unternehmen auf, die von der CO_2-Abgabe befreit sind?

☐ Ja
☒ Nein

Die Projekte im Bündel selbst sind alle nicht von der CO_2-Abgabe befreit. Theoretisch denkbar wäre hingegen, dass Unternehmen, welche erneuerbare Wärme, Biogas oder Biomethan von den Biogasanlagen beziehen, eine Zielvereinbarung mit dem Bund eingegangen sind, oder freiwillig oder zwingend am Emissionshandelssystem der Schweiz teilnehmen.
Auch in diesem Fall können keine Doppelzählungen mit diesen Unternehmungen entstehen, weil die Nutzung von Motorenabwärme oder Biogas für die Substitution von fossilen Brennstoffen weder berechnet noch ausgewiesen wird. Entsprechend werden auch keine Bescheinigungen für die Wärme oder das Biogas zur Substitution von fossilen Brenn- und Treibstoffen der Biogasanlagen beantragt.

[9] Finanzhilfen sind geldwerte Vorteile, die Empfängern ausserhalb der Bundesverwaltung gewährt werden, um die Erfüllung einer vom Empfänger gewählten Aufgabe zu fördern oder zu erhalten. Geldwerte Vorteile sind insbesondere nichtrückzahlbare Geldleistungen, Vorzugsbedingungenbei Darlehen, Bürgschaften sowie unentgeltliche oder verbilligte Dienst- und Sachleistungen (Artikel 3 Absatz 1 Subventionsgesetz SR 616.1).

2.3 Doppelzählung aufgrund anderweitiger Abgeltung des ökologischen Mehrwerts

Ist es möglich, dass die erzielten Emissionsverminderungen auch anderweitig quantitativ erfasst und/oder ausgewiesen werden (=Doppelzählung; s. auch Art. 10 Abs. 5 CO_2-Verordnung)?

☐ Ja
☒ Nein

Doppelzählungen wären denkbar, wenn im Projekt die Substitution fossiler Energieträger mit Biogaswärme, Biogas oder Methan als Emissionsverminderung berücksichtigt würden. Da diese jedoch im Projekt nicht berücksichtigt werden, ist eine Doppelzählung ausgeschlossen.

3 Berechnung ex-ante erwartete Emissionsverminderungen

3.1 Systemgrenze und Emissionsquellen

Die Berechnung der ex-ante erwarteten Emissionsverminderungen erfolgt auf Basis der Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen[10].

Systemgrenze

Die Systemgrenze umfasst die Biogasanlage (anaerobe Vergärung und Biogasproduktion), die Zulieferhöfe, Lagerstätten sowie die Transportwege zwischen den Zulieferbetrieben und der Biogasanlage. Abbildung 3 gibt einen beispielhaften Überblick zu den relevanten Emissionsquellen im Projektfall. Die blaue Linie bezeichnet die Systemgrenze (Quelle: Ökostrom Schweiz).

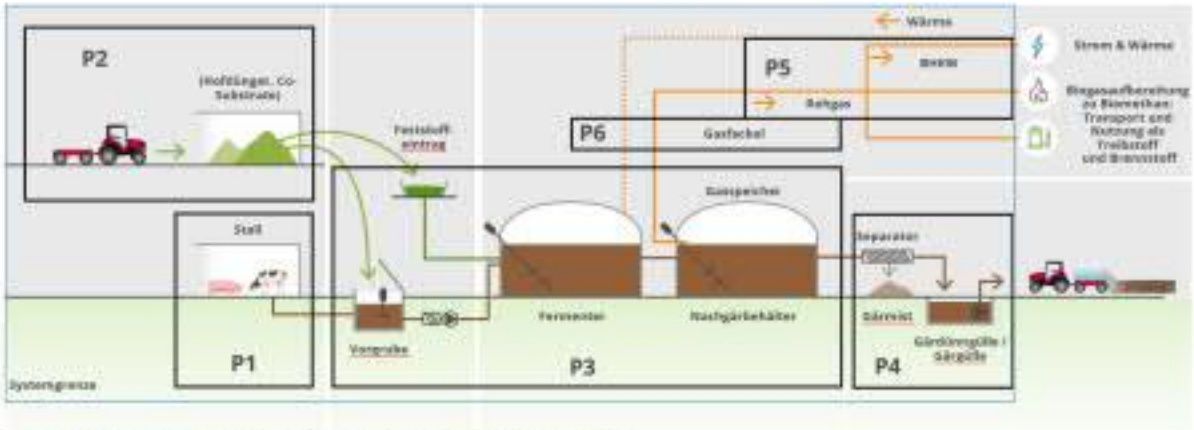

Abbildung 3: Systemgrenze des Klimaschutzprojektes

Emissionsquellen im Projektfall:

- P1: Lagerung des Hofdüngers beim Zulieferbetrieb
- P2: Transport des Hofdüngers und der Co-Substrate zur Biogasanlage
- P3: Gasverluste entlang des gesamten Vergärungsprozesses
- P4: Nachrotte und Lagerung des flüssigen und festen Vergärungsproduktes
- P5: Rohgassystem und BHKW
- P6: Emissionen aus der Abfackelung von Biogas

Direkte und indirekte Emissionsquellen

Tabelle 3 listet die Einschlüsse und Ausschlüsse von Emissionsquellen sowohl im Referenz- als auch im Projektszenario auf (Quelle: Anlehnung an BAFU 2020a).

Sowohl im Referenz- als auch im Projektszenario entstehen N_2O-Emissionen, welche jedoch im Verhältnis zu den CH_4 Emissionen gering sind. Zur Vereinfachung der Methodik und um Transaktionskosten möglichst niedrig zu halten, werden die N_2O-Emissionen deshalb in dieser Methodik nicht berücksichtigt. Zudem wird davon ausgegangen, dass Emissionen aus der Ausbringung der Hofdüngers (Referenzentwicklung) denjenigen aus der Ausbringung der Gärgülle (Projektszenario) ähnlich sind. Leakage-Emissionen (Emissionen ausserhalb der Systemgrenze) werden berücksichtigt (vgl. Kapitel 3.3 Leakage).

CO_2 Emissionen aus der Biogasverbrennung im BHKW werden als CO_2-neutral angesetzt, da sie Bestandteil des kurzzeitigen Kohlenstoffkreislaufs sind. Es werden im Vergleich zum Referenzszenario

[10] Genossenschaft Ökostrom Schweiz (2017): Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen. Frauenfeld

zusätzliche Transporte für Gärgülle und Co-Substrate getätigt, welchen in der CO_2-Bilanz in Form von Projektemissionen Rechnung getragen wird.

Tabelle 3: Einschlüsse und Ausschlüsse von Emissionsquellen

	Quelle	Gas	Ein-/Ausschluss	Begründung, Erklärung
Referenzszenario	Emissionen aus der Lagerung von Hofdünger (P1)	CO_2	Ausschluss	Wird nicht berücksichtigt, da biogenes CO_2.
		CH_4	Einschluss	Hauptemissionsquelle im Referenzszenario.
		N_2O	Ausschluss	Zur Vereinfachung nicht berücksichtigt
Projekt Aktivitäten	Lagerung des Hofdüngers beim Zulieferbetrieb (P1)	CO_2	Ausschluss	Wird nicht berücksichtigt, da biogenes CO_2.
		CH_4	Einschluss	Natürliche Methanemissionen und Verluste.
		N_2O	Ausschluss	Zur Vereinfachung nicht berücksichtigt
	Transport von Hofdünger und Co-Substraten (P2)	CO_2	Einschluss	Kann wichtige Emissionsquelle sein. Emission wird gerechnet
		CH_4	Ausschluss	Zur Vereinfachung nicht berücksichtigt
		N_2O	Ausschluss	Zur Vereinfachung nicht berücksichtigt
	Gasverluste entlang des gesamten Vergärungsprozesses (P3)	CO_2	Ausschluss	Nicht relevant da biogen.
		CH_4	Einschluss	Gasverluste entlang des Vergärungsprozesses können erheblich sein. Verluste werden gemessen.
		N_2O	Ausschluss	Nicht berücksichtigt da Emissionen gering
	Nachrotte und Lagerung des flüssigen und festen Vergärungs-produktes (P4)	CO_2	Ausschluss	Wird nicht berücksichtigt, da biogenes CO_2.
		CH_4	Einschluss	Kann wichtige Emissionsquelle sein. Emission wird gemessen.
		N_2O	Ausschluss	Zur Vereinfachung nicht berücksichtigt
	Rohgassystem/ BHKW (P5)	CO_2	Ausschluss	Wird nicht berücksichtigt, da biogenes CO_2.
		CH_4	Einschluss	Kann wichtige Emissionsquelle sein. Leckagen werden gemessen.
		N_2O	Ausschluss	Zur Vereinfachung nicht berücksichtigt
	Emissionen aus der Abfackelung von Biogas (P6)	CO_2	Ausschluss	Wird nicht berücksichtigt, da biogenes CO_2.
		CH_4	Einschluss	Kann wichtige Emissionsquelle sein. Emission wird berechnet.
		N_2O	Ausschluss	Zur Vereinfachung nicht berücksichtigt

3.2 Einflussfaktoren

Es werden keine technologischen Entwicklungen und Faktoren erwartet, welche sich wesentlich auf die Referenzentwicklung oder die einzelnen Projektemissionen auswirken.

Es besteht die theoretische Möglichkeit, dass zukünftig die gesetzlichen Rahmenbedingungen bezüglich der herkömmlichen Hofdüngerlagerung verändert werden und dies Auswirkungen auf die Referenzentwicklung haben könnte. Sollten sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen dahingehend ändern, dass die im Projekt enthaltenen Massnahmen gesetzlich ganz oder teilweise vorgeschrieben würden, oder Emissionsvorschriften für Methanemissionen aus der Hofdüngerlagerung innerhalb der Systemgrenze festgelegt würden, ist das Referenzszenario nach Inkrafttreten der entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen für bestehende Projekte nach Ablauf von etwaigen Übergangsfristen entsprechend anzupassen.

3.3 Leakage

Eine Veränderung von Emissionen ausserhalb der Systemgrenzen, die nicht unmittelbar dem Projekt zugeordnet, aber doch auf das Projekt zurückgeführt werden kann, wird als Leakage bezeichnet. Leakage kann sich sowohl positiv (zusätzliche Emissionsverminderungen) als auch negativ (zusätzliche Emissionen) auf das Emissionsniveau auswirken.
Wenn diese Veränderungen des Emissionsniveaus quantifiziert werden können, müssen sie in die Berechnung der Emissionsverminderungen einbezogen werden, sofern sie im Inland anfallen.

Von Leakage wird gesprochen, wenn die Biomasse, die von einem Projekt genutzt wird, an einem anderen Ort/Projekt (ausserhalb der Systemgrenze) fehlt und es dort somit zur Nutzung von fossilen Energien und Emissionen kommt (siehe auch Kapitel 5.1, Unterkapitel "Leakage" der Vollzugsmitteilung "Kompensation von CO2-Emissionen: Projekte und Programme", 2024).

Erfahrungen in der ersten Kreditierungsperiode haben gezeigt, dass der bisherige Ansatz «Entwicklung der mengenmässigen hochenergetischen Substrate Glycerin und Fettsäure im Verhältnis zu Entwicklung der Anzahl landw. Biogasanlagen» zu Unklarheiten bezüglich der Höhe des Leakage führen kann.

Die Einsatzmengen an hochenergetischen Substraten haben sich in den vergangenen Jahren vor allem aufgrund förderpolitischer Anreize sowie regulatorischer Bestimmungen stark erhöht. Während die Mengen dieser Abfälle aus Schweizer Produktionsbetrieben nur wenig gewachsen sind, haben sich vor allem die Importe stark erhöht. In den Jahren 2021 bzw. 2022 lag die Einsatzmenge an hochenergetischen Substraten bei allen Kompensationsprojekten (Bündeln 1-3 und Programm) bei [redacted] Tonnen.
Glycerine und Fettsäuren sind Nebenprodukte der Biodieselproduktion, die vor allem in der Lebensmittelproduktion, im Futtermittelbereich oder in diversen industriellen Anwendungen zum Einsatz kommen. Nur Abfallstoffe, welche aufgrund ihrer qualitativen Eigenschaften nicht in den obigen Bereichen eingesetzt werden können, dürfen energetisch verwertet werden. Viele landwirtschaftliche Biogasanlagen sind für den Einsatz dieser hochenergetischen Substrate technisch ausgestattet und haben entsprechende zollrechtliche Genehmigungen des BAZG bzw. der OZD.

Neben der energetischen Verwendung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, wäre auch ein Einsatz in industriellen Biogasanlagen, in Kehrichtverbrennungsanlagen, in Abwasserreinigungsanlagen mit Klärgasproduktion oder in industriellen Verbrennungsprozessen wie bspw. Zementwerken oder Aluminiumhütten denkbar. Hier sind Leakage Effekte denkbar, wenn die hochenergetischen Substrate bei dieser Nutzung fossile Energieträger ersetzen können.

Glycerine und Fettsäuren haben einen hohen Preis, auch als Abfallstoff, da sie einen hohen Energiegehalt aufweisen. Aufgrund des Preises werden diese Substrate nur in Biogas- und Klärgasanlagen eingesetzt, die diesen über die Energieproduktion finanzieren können. ARAs und Kehrichtverbrennungsanlagen finanzieren sich über Umlagen bzw. Abfallgebühren. Ein Einsatz von hochenergetischen Substraten ist bei diesen Anlagen nicht wirtschaftlich. Dies gilt auch für Industrieanlagen wie Zementwerke, für die Glycerine und Fettsäuren ein zu teurer Brennstoff sind.

Eine Verknappung von Glycerin und Fettsäuren auf dem europäischen Markt ist für die nächsten Jahre (zumindest für die Dauer der beantragten Kreditierungsperiode bis 2030) nicht zu erwarten, da die Biodieselproduktion ein zentraler strategischer Baustein bei der Substitution fossiler Treibstoffe bleiben wird.
Aus diesem Grund soll die Bestimmung bzw. Quantifizierung des Leakage aufgrund der Verfügbarkeit von Glycerin und Fettsäuren in der kommenden Kreditierungsperiode folgendermassen erfolgen:

Leakage-Effekte durch beschränkte Verfügbarkeit von Glycerin und Fettsäuren

Fall 1: Ein Projekt setzt keine hochenergetischen Substrate wie Glycerin und Fettsäure ein, muss kein Leakage berücksichtigt werden. Der Leakage Faktor für diese Substrate beträgt 0%.

Fall 2: Ein Projekt setzt [redacted] Glycerine und Fettsäuren ein. [redacted]
Der Leakage Faktor für diese Substrate beträgt [redacted]%.

Fall 3: Ein Projekt setzt Glycerine und Fettsäuren [redacted] ein. [redacted] Der Leakage Faktor beträgt für diese Substrate [redacted]% [redacted]

Fall 4: Werden [redacted] Glycerine und Fettsäuren eingesetzt wird ein mengengewichteter Leakage Faktor berechnet.

Berechnung der Leakage-Effekte:
Für jedes Projekt wird der Leakage Faktor individuell bestimmt.

Auswirkung auf die Emissionsberechnung hat lediglich der Leakage Effekt durch beschränkte Verfügbarkeit von hochenergetischen Co-Substraten wie Glycerin und Fettsäure. Werden keine Glycerine und/ oder Fettsäuren bei einem Projekt im entsprechenden Monitoringjahr eingesetzt oder es werden ausschliesslich [redacted] Glycerine und Fettsäuren eingesetzt, muss kein Leakage Faktor für eine beschränkte Verfügbarkeit berücksichtigt werden. In dieser Situation wird ein Leakage Faktor von [redacted]% der Referenzemissionen verwendet.
Werden Glycerine oder Fettsäuren [redacted] eingesetzt, beträgt der Leakage Faktor grundsätzlich [redacted]%. Werden [redacted] Glycerine und Fettsäuren eingesetzt wird ein mengengewichteter Leakage Faktor berechnet.

Die Berechnung des mengengewichteten Leakage Faktors ist wie folgt:

F_{le} = ($F_{le\text{-}CH}$ x Einsatzmenge[redacted]) / Einsatzmenge[redacted]
mit

$F_{le\text{-}CH}$ = Faktor für Leakage-Effekt durch den Einsatz von hochenergetischen Co-Substraten, [redacted]%

Einsatzmenge[redacted] = Menge der eingesetzten hochenergetischen Co-Substrate (Glycerin und Fettsäure) [redacted] in t

Einsatzmenge[redacted] = Gesamtmenge der eingesetzten hochenergetischen Co-Substrate (Glycerin und Fettsäure) [redacted] in t

Der Einbezug des Leakage Faktors in der Emissionsberechnung ist wie folgt:

$PE_{Leakage,y}$ = F_{le} x $RE_{CH4,\,y}$
mit

F_{le} = Faktor für Leakage-Effekt durch beschränkte Verfügbarkeit von hochenergetischen Co-Substraten, in %

$RE_{CH4,\,y}$ = GWP_{CH4} x Σ_i $MD_{y,i}$ x KF_i

3.4 Projektemissionen/Emissionen der Projekte

Die erwarteten Emissionen leiten sich aus den durchschnittlichen verifizierten Projektemissionen auf Basis der zweiten und dritten Kreditierungsperiode ab. Dabei gilt die Prämisse, dass die relativen Projektemissionen in der vierten Kreditierungsperiode gleichbleiben.
Es werden die Projektemissionen wie in Kapitel 3.6 vorgestellt erwartet.

3.5 Referenzentwicklung

Die erwartete Referenzentwicklung leitet sich aus den Projektemissionen der zweiten und dritten Kreditierungsperiode ab und ergibt sich aus den Prognosen der durchschnittlichen Projektemissionen auf Basis der noch nicht verifizierten Jahre der dritten Kreditierungsperiode.

Es werden die in Tabelle 4 vorgestellten Referenzemissionen erwartet.

3.6 Erwartete Emissionsverminderungen (ex-ante)

In der folgenden Tabelle wird die erwartete Emissionsverminderung in der vierten Kreditierungsperiode abgeschätzt. Für Anlagen ohne grössere Abweichungen sind die Prognosen auf Basis der Einschätzungen aus der vorangegangenen Re-Validierungen fortgeführt worden. Bei Anlagen mit deutlich veränderten Emissionsreduktionen (inkl. einer Anlage, für welche ein zukünftiger Ausbau bereits konkret absehbar) sind die Prognose aufgrund der Entwicklungen aller bei heute abgeschlossenen Monitorings/Verifizierungen getätigt worden.

Tabelle 4: Erwartete Emissionsverminderung in der 4. Kreditierungsperiode (Total und je Projekt)

Kalenderjahr[11]	Erwartete Referenzentwicklung (in t CO_2eq)	Erwartete Projektemissionen/ Emissionen der Projekte[12] (in t CO_2eq)	Schätzung der Leakage (in t CO_2eq)	Erwartete Emissionsverminderungen (in t CO_2eq)
2025	9099	1300	153	7646
2026	9099	1300	153	7646
2027	9099	1300	153	7646
2028	9099	1300	153	7646
2029	9099	1300	153	7646
2030	9099	1300	153	7646
In der 4. Kreditierungsperiode[13]	54594	7800	918	45876
Über die Projekt-/Programmlaufzeit	148333	21355	2495	124482

Tabelle 5: Erwartete Emissionsverminderung in der 4. Kreditierungsperiode (je Projekt)

B3 Erwartete Emissionsverminderung (in t CO2eq)	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Projekt 3.1 Biogas ESR AG	[redacted]					
Projekt 3.2 BioEcoEnergie SA						
Projekt 3.3 Agrogaz Lignerolle SA						
Projekt 3.4 Einsiedler Naturstrom AG						
Projekt 3.6 Belgaz SA						
Projekt 3.7 Agreenergie SA						

[11] *Anzugeben sind die gesamthaft während eines Kalenderjahres (1.1. bis 31.12.) erwarteten Emissionsverminderungen. Die Tabelle beginnt mit dem Jahr des Umsetzungsbeginns. Ist der Umsetzungsbeginn des Projekts/Programms nicht am 1.1. eines Jahres, muss ein 8. Kalenderjahr einbezogen werden. Das 1. und 8. Kalenderjahr sind dann jeweils unterjährig und ergeben zusammen genau 12 Monate.*

[12] *Sowohl Werte eines einzelnen Projekts, sowie eine Abschätzung der Werte des gesamten Programms. Tabelle bei Programmen kopieren.*

[13] *Projekte in Programmen haben keine Kreditierungsperiode*

Projekt 3.8 Agri-BioVal SA	[redacted]					
Projekt 3.9 Seedorf Energies SA						
Projekt 3.10 Vanils Energie SA						
Projekt 4.4 GBAC énergies SA						
Projekt 4.6 Krone GmbH						
Projekt 4.7 Bio-Energ'Étique SA						
Projekt 4.9 Quachet Energies SA						
Projekt 4.10 Biogaz Mandement						
Subtotale	7646	7646	7646	7646	7646	7646

Die effektiv erzielten Emissionsverminderungen in den bisherigen Kreditierungsperiode sind in Anhang 3.1 dargestellt.

4 Nachweis der Zusätzlichkeit

Eine detaillierte Beschreibung über die Methode der Zusätzlichkeitsprüfung findet sich auch in Anhang A4.1. Eine beispielhafte Wirtschaftlichkeitsrechnung bzw. das Exceltool zur Prüfung der Zusätzlichkeit finden sich in den Anhängen A4.2 (Verstromung) und A4.3 (Gaseinspeisung).

Analyse der Zusätzlichkeit

Die Errichtung einer Biogasanlage ist grundsätzlich mit hohen Investitionskosten und hohen kontinuierlichen Betriebskosten verbunden. Der Einsatz von Hofdüngern in Biogasanlagen wirkt sich, aufgrund relativ geringer spezifischer Energiegehalte vieler Hofdünger, negativ auf einen zu erwartenden Energieertrag und damit auch auf die zu erwartenden Erlöse und letztlich die Wirtschaftlichkeit aus. Erlöse aus den Bescheinigungen für erzielte Emissionsverminderungen aus Hofdüngern sollen die verringerten Erlöse aus dem Energieverkauf kompensieren und führen bei vielen Biogasanlagen erst zu einem wirtschaftlich tragfähigen Konzept. Für jedes einzelne Projekt im Bündel wurde dies bereits zur letzten Re-Validierung durch eine Wirtschaftlichkeitsanalyse aufgezeigt.

Eine erneute Untersuchung anlässlich der Zusätzlichkeit im Rahmen einer Revalidierung ist nur dann vorgesehen, wenn in den letzten Jahren wesentliche Änderungen vorgenommen wurden oder die standardisierte Nutzungsdauer abgelaufen ist.
Im vorliegenden Projektbündel ist bei keinem Projekt die standardisierte Nutzungsdauer abgelaufen, allerdings liegen wesentliche Änderungen vor. Diese sind können wie folgt skizziert werden:

Projekt	Name	Beschreibung der wesentlichen Änderung
3.1	Biogas ESR AG	Keine, 2022 Neues BHKW mit geringerer Leistung
3.2	BioEcoEnergie SA	keine
3.3	Agrogaz Lignerolle SA	keine
3.4	Einsiedler Naturstrom AG	keine; Ersatz altes BHKW mit [redacted] wurde durch neue mit [redacted] ersetzt
3.6	Belgaz SA	keine
3.7	Agreenergie SA	Keine
3.8	AgriBioVal SA	Keine, Neuer Nachgärer in 2019 jedoch keine wesentliche Änderung
3.9	Seedorf Energies SA	Keine, Abdeckung Endlager [redacted] im 25; Futtermischer seit 2021 jedoch nicht wesentlich
3.10	Vanils Energie SA	Keine
4.4	GBAC énergies SA	Keine
4.6	Krone GmbH	Bau eines neuen Nachgärers und neues BHKW [redacted] seit 2020
4.7	Bio-Energ'Etique SA	Leistungsreduktion von [redacted] auf [redacted] dafür Gasaufbereitung; neuer Nachgärer [redacted] [redacted] Hofdünger zusätzlich pro Jahr)
4.9	Cuachet Energies SA	Keine
4.10	Biogaz Mandement	keine

Für die Projekte 4.6, 4.7 wurde die Zusätzlichkeit erneut überprüft. Da es sich bei Projekt 4.7 um ein Mischprojekt (Gas- und Strom) handelt wurde eine Mischung der Beispielrechnungen verwendet, um möglich realistisch zu modellieren. Das Modell der Verstromung wurde als Basis verwendet.

Wirtschaftlichkeitsanalyse:

Allgemeine Informationen

Im Folgenden wird die standardisierte Methodik vorgestellt, nach welcher der Nachweis der Zusätzlichkeit für alle im Rahmen dieses Projektbündels eingereichten Projekte geführt werden muss.

Die Investitionsanalyse und die Renditeprognose werden jeweils für eine Projektlaufzeit von 20 Jahren durchgeführt. Diese Projektlaufzeit entspricht der angenommenen Nutzungsdauer einer Biogasanlage und bis 2022 auch der Dauer der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) – bzw. des Einspeisevergütungssystems. Für Biogasanlagen welche Brenn- und Treibstoffe produzieren gibt es weder staatliche Fördersysteme noch Garantien über eine bestimmte Laufzeit. Trotzdem soll an einem 20-jährigen Betrachtungszeitraum festgehalten werden. Zum Einsatz kommt eine standardisierte Berechnungsvorlage der Genossenschaft Ökostrom Schweiz.

Grundlagendaten

Für die Erstellung der Investitionsanalyse und Renditeprognose werden für jedes Projekt verschiedene Grundlagendaten benötigt. Diese sind teilweise vorgegeben und teilweise projektspezifisch. Im Folgenden werden die Parameter aufgeführt und kurz beschrieben.

Investitionskosten

Die Investitionskosten werden unterschieden nach Kosten für Planung, Projektierung, Genehmigungsverfahren inklusive Umweltverträglichkeitsprüfung und Bauleitung, nach direkten Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Landkauf, etc.) sowie Anschlussbeiträgen (z.B. Anschlüsse ans Strom- oder Gasnetz) und Anlaufkosten bei der Inbetriebnahme.

Ebenfalls bei den Investitionskosten werden Förderbeiträge aufgeführt, soweit es sich dabei nicht um zinslose Darlehen handelt. Sämtliche angegebenen Beträge sind möglichst gut abzuschätzen.

Ersatzinvestitionen

Ersatzinvestitionen orientieren sich an der jeweiligen praxisüblichen Nutzungsdauer. Ersatzinvestitionen müssen dabei für BHKW alle [redacted] Jahre und für Technikinvestitionen und Gasaufbereitung sowie Tankstelle im [redacted] Betriebsjahr vorgenommen werden. Für weitere Investitionen werden keine Ersatzinvestitionen berücksichtigt.

Einnahmen

Bei den Einnahmen wird der jeweilige geplante Substrateinsatz des betrachteten Projekts als Basis für die theoretische Gasproduktion herangezogen. Bei den Substraten wird die (voraussichtliche) Verdünnung berücksichtigt und dann anhand des Nettoinputs unter Einbezug der spezifischen Gehalte an organischer Substanz, des Biogasproduktionspotentials und des Methangehaltes, die Biogasproduktion abgeschätzt. Unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade des geplanten BHKW, der voraussichtlichen Verfügbarkeit [redacted], der Stromanschlussverluste [redacted] und des Rückgangs der Wirkungsgrade über die Zeit [redacted] kann die Bruttoenergieproduktion errechnet werden (Strom und Wärme). Bei Gasaufbereitungsanlagen wird die Energieproduktion direkt mittels geeichter Zähler gemessen. Die Messanordnung entspricht gesetzlichen Vorgaben und wird vom TISG (Technisches Inspektorat des Gas- und Wasserfachs) zur Inbetriebnahme einer Gasaufbereitungsanlage überprüft. Der gesetzeskonforme Betrieb wird vom TISG im Rahmen eines Berichtes zu Händen des BAZG (Bundesamt für Zoll- und Grenzsicherheit) geprüft und ist Voraussetzung für die Betriebsbewilligung des BAZG. Die Gasqualität (Methangehalt in %) und Gasmenge (in m³) wird gemessen. Der obere Brennwert bestimmt sich anhand der Vorgaben des SVGW (Schweizer Verband des Gas- und Wasserfaches), welche regelmässig in Richtlinien (Aktuell G 10001) publiziert werden.

[14] Quelle: LfL (2012): Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades Biogas betriebener BHKW über die Betriebsdauer. Abschlussbericht, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Institut für Landtechnik und Tierhaltung, Freising.

Der durchschnittliche Eigenstrombedarf landwirtschaftlicher Biogasanlagen kann auf Basis langjähriger Branchenerfahrungen relativ gut auf rund [redacted]% beziffert werden.
Die Nettostromproduktion ergibt sich aus der Bruttostromproduktion abzüglich des Eigenstrombedarfs. Kann der Strom nach kostendeckender Einspeisevergütung verkauft werden, werden die KEV-Erlöse berücksichtigt, erfolgt ein Verkauf auf dem freien Markt, werden die jeweiligen individuellen Strompreise berücksichtigt. Werden Erlöse aus dem Verkauf von Biogas, Methan, Wärme, oder weiteren Produkten generiert, finden die individuellen Produktpreise Eingang in die Berechnung.

Kosten
Die jährlichen Kosten enthalten z.B. Personal, Wartung, Betriebsmittel, Substratkosten, Analytik, Versicherungen, Steuern, Verwaltung, Rückbaukosten. Die verschiedenen Kosten werden in die Gruppen Allgemeine Betriebskosten, Personalkosten, Unterhaltskosten, Substratkosten und Rückbaurückstellungen unterteilt ausgewiesen. Die berücksichtigten und ausgewiesenen Kosten basieren auf den Planungen der Projekteigner und werden bei Bedarf von Ökostrom Schweiz ergänzt. Die Kosten für den Rückbau müssen gemäss Baugenehmigung berücksichtigt werden. Die Höhe der Rückbaukosten kann auf Basis der Regelungen in Deutschland[15] auf rund [redacted]% der Rohbaukosten der „abrissfähigen" Anlagenteile, also der baulichen Nettoinvestitionen, geschätzt werden. Die Rückbaukosten werden im Jahr 20 der Wirtschaftlichkeitskalkulation berücksichtigt.

Langfristiger jährlicher Preisanstieg

Der langfristige jährliche Preisanstieg auf alle Kosten und Wärmeerlöse wird mit [redacted] angenommen. Diese Abschätzung ist abgeleitet aus den Angaben des LIK-Teuerungsrechner (BfS 2022) für die allgemeine gewichtete Teuerung von Waren[16] (rund [redacted] in der bisherigen Kreditierungsperiode) und die langfristige Entwicklung des Lohnniveaus[17] (BfS 2022 – rund [redacted] in den letzten 10 Jahren).

Finanzielle Kenndaten
Es werden die folgenden finanziellen Kenndaten herangezogen, um die Wirtschaftlichkeit des Projektes zu beurteilen:
- IRR (Internal Rate of Return)
- NPV (Net Present Value)

Die finanziellen Kenndaten müssen belegen, dass die einzelnen Projekte finanziell nicht attraktiv sind (siehe Benchmark Analyse).

Benchmark / Vergleichswert
Auf Basis von öffentlichen Informationen über Investitionen im Energiesektor wurde ein Vergleichswert für die finanzielle Attraktivität von Biogasanlagen hergeleitet, der weiterhin zur Beschreibung des Benchmarks genutzt werden soll.

Tabelle 7: Übersicht der Renditen in der Schweiz

Quelle	Rendite	Bemerkung
Agroscope (2010)[18]: Das Potenzial erneuerbarer Energien im Kanton Solothurn. Abschlussbericht	[redacted]	Spanne typischer Photovoltaikanlagen in der Schweiz

[15] Vgl. z.B.: Landkreis Oldenburg (2010) Architekten und Planergespräch, Thema Genehmigung von Biogasanlagen; Antwort der Brandenburgischen Landesregierung auf die kleine Anfrage der CDU Fraktion, Landtagsdrucksache 6/149.
[16] http://www.portal-stat.admin.ch/lik_rechner/d/lik_rechner.htm
[17] Schweizerischer Lohnindex: Index und Veränderung auf der Basis 2010 = 100 (NOGA08) - 2010-2021 | Tabelle | Bundesamt für Statistik (admin.ch)
[18] Agroscope (2010): Das Potenzial erneuerbarer Energien im Kanton Solothurn. Abschlussbericht. Tänikon

BFE (2014): Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Filippini M., Geissmann T: Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETH Zürich, Zürichbergstrasse 18, 8032 Zürich. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.	[redacted]	Eigenkapitalrendite bei Investitionen in Wasserkraftanlagen (Median über alle Technologien)
BAFU (2016) 7. Newsletter CO2-Kompensation in der Schweiz, 01.07.2016. Wärmeverbünde bzw. Fernwärmeprojekte in der Schweiz. Vollzugserfahrung und Studie KMPG 2015	[redacted]	WACC, der mindestens erreicht werden muss
Präsentation anlässlich des Energie-Apéro 13. März 2008, Berechnet aus Daten von Folie 19, Hans Dürig AG, 3132 Riggisberg	[redacted]	Investition in Pelletheizung oder Wärmepumpe für Privathaushalte
Kapitalanlage-Vergleich 2016 http://www.kapitalanlage-vergleich.de/windkraftfonds/	[redacted]	Windparks in Deutschland
Kapitalanlage-Vergleich 2016 http://www.kapitalanlage-vergleich.de/biogasfonds/	[redacted]	Biogasanlagen in Deutschland
Kapitalanlage-Vergleich 2016 http://www.kapitalanlage-vergleich.de/solarfonds/	[redacted]	Photovoltaikanlagen in Deutschland

Für Investoren muss die Renditeerwartung bei einer Investition in Biogasanlagen gegenüber anderen Investitionen im Bereich der erneuerbaren Energien höher sein, da erhebliche Prozess- und Technikrisiken im Betrieb von Biogasanlagen (Betriebsrisiko) bestehen. Höhere Risiken sind als Risikoaufschläge auf die erwartete Rendite zu bewerten. Im Vergleich zu Biogasanlagen sind Investitionen in Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Wärmeversorgung oder die Wasserkraft mit einem deutlich reduzierten Betriebs- und Investitionsrisiko verbunden.
Daneben besteht eine hohe Volatilität der Einnahmen- und Ausgabenströme, die aus Investorensicht ein Engagement erschwert. Die Energieproduktion kann im Jahresverlauf sehr stark schwanken. Gründe dafür können produktionstechnische oder biologische Probleme oder Schwankungen in der Art, der Qualität und Menge an Substraten sein. Erlöse werden vor allem durch die Energieproduktion erzielt. Nebenerlöse wie bspw. Erlöse aus der Annahme von Co-Substraten sind seit Jahren rückläufig, für die meisten Co-Substrate werden heute keine Erlöse mehr erzielt, sondern es muss immer öfter für Substrate bezahlt werden.
Das Investitionsrisiko bei Biogasanlagen ist hoch, so dass ein angemessener Benchmark für die Risikoabgeltung definiert werden muss. Als Ansatz für die Bewertung der Zusätzlichkeit soll deshalb der Benchmark von [redacted] Kapitalrendite (IRR) verwendet werden.

Sensitivitätsanalyse

Um die Robustheit der Wirtschaftlichkeitsanalyse zu demonstrieren, wurden der Vollzugsweisung folgend weitere Szenarien entwickelt. Die Szenarien bzw. die Sensitivitätsanalyse bezieht sich dabei auf die Prognose der Wirtschaftlichkeit für die Zeit ab der zweiten Kreditierungsperiode. Die effektiv getätigten Investitionen in der ersten Kreditierungsperiode werden keiner Sensitivitätsanalyse mehr unterzogen. Die Sensitivitätsanalyse fokussiert auf die Betriebskosten und die jährlichen Erlöse.

In den *Maximalszenarien* werden die Hauptparameter ab der dritten Kreditierungsperiode jeweils einzeln erhöht oder erniedrigt, während die anderen Parameter stabil bleiben. So werden im Maximalszenario die Substratkosten um 25%, die viel weniger stark schwankenden allgemeinen Betriebskosten, Personalkosten und die Unterhaltskosten um 10% reduziert, sowie die Co-Substraterlöse um 25% erhöht. Für die Stromerlöse kann ein situatives Maximalszenario bestimmt werden, beispielsweise wenn

das BHKW rein physikalisch gar nicht mehr als 25% Strom zusätzlich produzieren kann. Dies entspricht den hypothetischen optimalen Szenarien für den Projektbetreiber (best case).

Minimalszenarien werden im Rahmen der Revalidierung nicht mehr dargestellt.

Resultate der Wirtschaftlichkeitsanalyse:

Tabelle 7: Resultate der Wirtschaftlichkeitsanalyse

	Projekt 4.6	Projekt 4.7
Projektname	Krone AG	Bio Energ'Étique SA
IRR ohne Erlöse aus Bescheinigungen, in %		
Wahrscheinliches Szenario	[redacted]	[redacted]
Maximalszenario	[redacted]	[redacted]
Differenz IRR (inkl. zu exkl. Erlöse aus Bescheinigungen, in % Punkten)	[redacted]	[redacted]

Fazit: Die Resultate der Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen bei den untersuchten Projekten, dass, dass die Anlagen unter den bestehenden Bedingungen eine Kapitalrendite unterhalb des Benchmarks erwirtschaften. Das Projekt 4.6 erzielt eine um mindestens 2% höhere Kapitalrendite, sobald die Einnahmen aus dem Erlös der CO_2-Reduktionsbescheinigungen miteingerechnet werden. Beim Projekt 4.7 erhöht sich die Kapitalrendite nach vorliegendem Modell nur um 1.81%. Es handelt sich jedoch um Annahmen einer zukünftigen Nachinvestition. Dieses Projekt wird nach Umsetzung der Nachinvestitionen im entsprechenden Monitoring erneut auf seine Zusätzlichkeit geprüft.

Übliche Praxis

Die übliche Praxis für landwirtschaftliche Biogasanlagen in der Schweiz ist die Teilnahme an einem Klimaschutz- bzw. Kompensationsprojekt, Bündel oder Programm. Insbesondere nehmen alle bekannten seit August 2016 neu errichteten landwirtschaftlichen Biogasanlagen am Programm 0176 „Programm zur Emissionsreduktion durch landwirtschaftliche Biogasanlagen in der Schweiz" teil.

5 Aufbau und Umsetzung des Monitorings

Der Aufbau und die Umsetzung des Monitorings erfolgt auf Basis der Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen (Genossenschaft Ökostrom Schweiz 2017).

5.1 Beschreibung der gewählten Nachweismethode

Monitoringmethode:

Zur Bestimmung der Reduktionen durch Vermeidung von Methanemissionen wird zunächst die Methanmenge gemessen, die im Blockheizkraftwerk (BHKW) verbrannt oder in einer Biogasaufbereitungsanlage bearbeitet wird. Dies geschieht, indem entweder ein Durchflussmessgerät die Menge (Nm³) und ein Gasanalysegerät die Biogaszusammensetzung (% Biomethan) messen oder die Methanmenge via Stromproduktion, Methangehalt und Wirkungsgrad der BHKW errechnet wird. Es werden die Inputsubstratmengen von Hofdünger und von Co-Substraten durch Wiegen, bzw. Volumenmessungen bei der Annahme an der Biogasanlage protokolliert.

Bei den Co-Substraten wird mit einer Co-Substratliste gearbeitet, in der die TS und oTS-Gehalte, das Biogasertragspotential und der Methan Anteil dargestellt sind. Es wird eine gemeinsame Co-Substratliste über alle Kompensationsprojekte (Bündel 1-3, Programm) geführt. Alle Werte der Co-Substratliste sind verifiziert, stammen aus internen oder externen Analysen, Berechnungen oder sind Literaturdaten. Die jeweils aktuelle Fassung der Co-Substratliste wird jährlich dem Verifizierer zur Prüfung vorgelegt. Ergänzungen und Änderungen gegenüber dem Vorjahr werden kenntlich gemacht, begründet und mit Quellenangaben unterlegt. Um die Verlässlichkeit und Konservativität der Methodik sicherzustellen, wird darauf geachtet, dass die spezifische Biogasproduktion BGn von energiereichen Co-Substraten (z.B. Öle, fette, Glycerin) auf keinen Fall unterschätzt wird.

Regelmässige Untersuchungen der Gärgülle und Messung der Gesamtmethanemissionen der Biogasanlage durch unabhängige externe Prüfstellen bilden eine besondere ex-post Verifizierbarkeit des Klimaschutzeffektes.

Die Methanmenge kann dabei mittels folgender beider Optionen bestimmt bzw. gemessen werden:

Option I: direkte Messung der Biogasmenge

aus der Messung mit einem Durchflussmessgerät und einem Gasanalysegerät sowie der anschliessenden Multiplikation mit der Dichte von Methan ergibt sich direkt die Methanmenge $MD_{y,total}$, die im BHKW zur Stromerzeugung genutzt wird:

$$MD_{y,total} = BGP_y \times MC_y \times \rho_{CH4}$$

mit:

$MD_{y,total}$	= gesamtes in der Biogasanlage verarbeitetes Methan im Jahr y, in tCH_4
BGP_y	= mit einem Durchflussmessgerät gemessene gesamte Biogasproduktion im Jahr y, in Nm³
MC_y	= Methangehalt im Biogas im Jahr y, in %
ρ_{CH4}	= Dichte von Methan, in t/m³

Option I darf nur angewendet werden, wenn das Durchflussmessgerät und das Gasanalysegerät einwandfrei funktionieren, wenn ein Einbaukalibrierungsdokument vorliegt und wenn der Nachweis erbracht wird, dass Nm³ als Outputwert angezeigt oder dieser konservativ berechnet wird.

Für Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung erfolgt die Messung nach Vorgaben des SVGW aktuell wie folgt: Einspeisezähler (bspw. Drehkolbenzähler mit Mengenumwerter) messen den Volumenstrom (Betriebskubikmeter), den Betriebsdruck und die Temperatur. Damit wird auf die Normkubikmeter umgerechnet. Die Normkubikmeter sind die Meldedaten der Energie- bzw. Biogasmenge und werden an die Oberzolldirektion (BAZG - Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit) gemeldet. Die Meldungen werden aktuell in der sogenannten Clearingstelle des VSG (Verband der Schweizer Gasindustrie) im Auftrag des BAZG erfasst, geprüft und dem Zoll übermittelt. Die Clearingstelle soll in den nächsten Jahren zu einem HKN-Register für erneuerbare Brenn- und Treibstoffe weiterentwickelt und bei der Pronovo angesiedelt werden. Federführend ist hier das Bundesamt für Umwelt (BAFU). Das Register soll zum 01.01.2025 seinen Betrieb aufnehmen (Planungsstand Oktober 2022). Die Meldedaten an die Clearingstelle und später an das HKN-Register können für das Monitoring direkt ausgelesen und genutzt werden.

Option II: indirekte Messung der Biogasproduktion (BHKW)

aus der Messung der produzierten Strommenge, dem elektrischen Wirkungsgrad des BHKW, dem elektrischen Wirkungsgrad des Generators und dem Energiegehalt von Methan (Heizwert) ergibt sich die Methanmenge $MD_{y,total}$, die im BHKW vernichtet bzw. verbrannt wurde:

$$MD_{y,total} = \rho_{CH4} \times E_{PRO,y} / (\eta_{CHP-el} \times E_{CH4})$$

mit:

$MD_{y,total}$	= gesamtes in der Biogasanlage verbranntes Methan im Jahr y, in tCH_4
ρ_{CH4}	= Dichte von Methan, in t/m^3
$E_{PRO,y}$	= Stromproduktion (brutto) im Jahr y, in kWh
η_{CHP-el}	= Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW, in %
E_{CH4}	= Energiegehalt von Methan (10 kWh/m^3)

Alle Projekte arbeiten mit Option II zur Bestimmung der Methanmenge. Sollten im Verlaufe der vierten Kreditierungsperiode sowohl Gasanalysegerät als auch Gasdurchflussmesser mit hinreichender Genauigkeit funktionieren, kann auf Option I gewechselt werden. Dies ist jeweils in den Monitoringberichten entsprechend auszuführen, inkl. der Lieferung der dazu notwendigen Unterlagen (z.B. Kalibrierungsdokumente).

Falls Zündstrahlmotoren betrieben werden, muss der aus der Verbrennung von Biodiesel (=Zündöl) im Zündstrahlmotor gewonnene Strom dem Parameter $E_{PRO,y}$ gemäss nachfolgender Formel in Abzug gebracht werden:

$$E_{PRO,y\,Biogas} = E_{PRO,y} - E_{PRO,y\,Biodiesel}$$

wobei:

$$E_{PRO,y\,Biodiesel} = \eta_{CHP-el} \times HU_{BD} \times M_{BD}$$

mit:

η_{CHP-el}	= Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW, in %
HU_{BD}	= Heizwert von Biodiesel, in kWh/kg
M_{BD}	= Menge Biodiesel, in kg

Für die Bestimmung des elektrischen Wirkungsgrades wird grundsätzlich auf die Herstellerangabe zurückgegriffen. Für den Fall, dass BHKW-Wirkungsgradmessungen von einer spezialisierten Fachfirma vorgenommen werden, welche mit geeichten Geräten durchgeführt worden sind, können diese im Rahmen des Monitorings genutzt werden. Die Wirkungsgrade werden im Rahmen der Verifizierung geprüft.

Die Messgeräte für die Bruttostromproduktion (Stromzähler) zeichnen sich durch eine hohe Messgenauigkeit aus, werden aber nicht wie die Nettostromzähler amtlich geeicht. Um dieser Tatsache Rechnung zu tragen, muss bei Anwendung von Option II ein pauschaler Abzug von [redacted] auf die gesamte Bruttostromproduktion vorgenommen werden.

Die Frischmengen der in die Biogasanlage eingebrachten Hofdünger und Co-Substrate werden erhoben und anhand normierter Umrechnungsfaktoren in organische Trockensubstanz umgerechnet, damit sie für die Zurechnung der Methananteile zu den einzelnen Kategorien gemäss Formel für $MD_{y,i}$ verwendet werden können. Für flüssige Hofdünger wird dabei auch der Verdünnungsfaktor einbezogen. Die detaillierte Methode, die Umrechnungs- und Verdünnungsfaktoren können dem Dokument „Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch Landwirtschaftliche Biogasanlagen" entnommen werden (Ökostrom Schweiz 2017).

5.2 Ex-post Berechnung der anrechenbaren Emissionsverminderungen

Die Berechnung der ex-post anrechenbaren Emissionsverminderungen erfolgt auf Basis der Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen (Genossenschaft Ökostrom Schweiz 2017).

5.2.1 Formeln zur ex-post Berechnung erzielter Emissionsverminderungen

Die Emissionsverminderungen der einzelnen Projekte und des gesamten Programms ergeben sich aus den Emissionen in der Referenzentwicklung minus der Projektemissionen der Projekte.

$$ER_{y,\ ex\text{-}post} = RE_{CH4,\ y,\ ex\text{-}post} - PE_{gesamt,\ y,\ ex\text{-}post} - PE_{Leakage_Y,\ y,\ ex\text{-}post}$$

mit:

$ER_{y,\ ex\text{-}post}$	= Emissionsverminderung im Jahr y, in t CO_2e
$RE_{CH4,\ y,\ ex\text{-}post}$	= Referenzemissionen aus der Vermeidung von Methanemissionen durch Methanumwandlung im Jahr y, in t CO_2e
$PE_{gesamt,\ y,\ ex\text{-}post}$	= Gesamte Projektemissonen im Jahr y, in t CO_2e
$PE_{Leakage_Y,\ y,\ ex\text{-}post}$	= Leakage-Effekte im Jahr y, in t CO_2e

Dabei werden die Emissionen der Referenzentwicklung wie folgt berechnet:

Die Emissionen werden anhand des aus Hofdünger produzierbaren Biogases unter Zuhilfenahme eines Korrelationsfaktors KF rechnerisch ermittelt. Der Korrelationsfaktor setzt dabei die Hofdünger-Biogasproduktion ins direkte Verhältnis zu der ihr zugrundeliegenden Menge an in die Biogasanlage geführter organischer Substanz (OS), bzw. der Methanproduktion, so wie sie im Referenzszenario entstehen würde. Als Resultat gibt der Korrelationsfaktor KF_i für jede Hofdüngerkategorie i das Verhältnis zwischen Methanproduktion in der Biogasanlage und Methanemission im Referenzszenario wieder.

Mit der Anwendung des Korrelationsfaktors auf die aus Hofdüngern in der Biogasanlage produzierte Methanmenge berechnet sich die Summe der gesamten Referenzemissionen (RE) für das Jahr y wie folgt:

$$RE_{CH4,\,y,\,ex\text{-}post} = GWP_{CH4} \times \Sigma_i\ MD_{y,i} \times KF_i$$

mit:

$RE_{CH4,\,y,\,ex\text{-}post}$	= Referenzemissionen aus der Vermeidung von Methanemissionen durch Methanumwandlung im Jahr y, in tCO_2e
y	= Jahr des Monitorings
$MD_{y,i}$	= Aus Hofdünger der Kategorie i erzeugtes Methan im Jahr y, in t CH_4
GWP_{CH4}	= Global Warming Potential [Faktor]
KF_i	= Korrelationsfaktor für den Hofdünger der Kategorie i

Dabei wird die Methanmenge MDy,i bestimmt durch:

$$MD_{y,i} = MD_{y,total} \times ((BG_i \times MC_i \times OS_{i,y}) / (\Sigma_i\ BG_i \times MC_i \times OS_{i,y} + \Sigma_n\ BG_n \times MC_n \times OS_{n,y}))$$

mit:

$MD_{y,i}$	= Aus Hofdünger der Kategorie i erzeugtes Methan im Jahr y, in t CH_4
$MD_{y,total}$	= gesamtes in der Biogasanlage genutzes Methan im Jahr y, in t CH_4
n, i	= Co-Substrate n bzw. Hofdünger i (Bsp: n = Mühlenstaub, i = Rindergülle)
BG_i / BG_n	= Biogasproduktion in der Biogasanlage der Substratkategorie i oder n [Nm^3/kg OS]
MC_i / MC_n	= mittlerer Methangehalt im Biogas der Substratkategorie i oder n [%]
$OS_{i,y} / OS_{n,y}$	= organische Trockensubstanz des im Jahr y in die Biogasanlage eingebrachten Substrats der Kategorie i oder n [kg OS]

Die Korrelationsfaktoren der einzelnen Hofdüngerkategorien KF_i beinhalten dabei die für die Bestimmung der Referenzemissionen gemäss IPCC 2006 benötigten Parameter ($B_{0,i}$, MCF_i, GWP).

Für jede Hofdüngerkategorie gilt:

$$RE_{i,y} = UF \times OS_{i,y} \times B_{0,i} \times MCF_i \times \rho_{CH4} \times GWP_{CH4} = KF_i \times OS_{i,y} \times BG_i \times MC_i \times \rho_{CH4} \times GWP_{CH4}$$

und folglich auch:

$$KF_i = UF \times ((B_{0,i} \times MCF_i)/(BG_i \times MC_i))$$

mit:

KF_i	= Korrelationsfaktor für die Hofdüngerkategorie i [Faktor]
UF	= Modellunsicherheitsfaktor von 0.94 bei Verwendung MCF-Ansatz[19] [Faktor]
$OS_{i,y}$	= organische Trockensubstanz des im Jahr y in die Biogasanlage eingebrachten Hofdüngers der Kategorie i
$B_{0,i}$	= maximales Methanbildungspotential der Hofdüngerkategorie i [Nm³/ kg OS]
MCF_i	= Methankonversionsfaktor der Hofdüngerkategorie i im Referenzszenario [%]
ρ_{CH4}	= Dichte von Methan, in t/m³
GWP_{CH4}	= Global Warming Potential [Faktor]
BG_i	= Biogasproduktion in der Biogasanlage der Hofdüngerkategorie i [Nm³/kg OS]
MC_i	= Methangehalt im Biogas der Hofdüngerkategorie i [%]

Die Faktoren $B_{0,i}$ und MCF_i stellen sicher, dass für die Berechnung der Referenzemissionen die von IPCC 2006 vorgegebenen Grundlagen zur Quantifizierung von Methanemissionen aus der Behandlung von Hofdüngern zur Anwendung gelangen.

Die KF_i aus Annex I des KF-Methodenbeschriebs (Quelle: Genossenschaft Ökostrom Schweiz 2017) wurden um einen Term zur Berücksichtigung der Vorlager-Emissionen ergänzt. Die Details finden sich in Anhang A5.3

Die Projektemissionen werden wie folgt berechnet:

$$PE_{gesamt,\ y,\ ex\text{-}post} = PE_{Lager,\ y} + PE_{V,\ y} + PE_{F,\ y} + PE_{T,\ y}$$

mit:

$PE_{Lager,\ y}$	= Methanemissionen aus der Vorlagerdauer von Hofdünger (bevor dieser in die Biogasanlage geführt wird) , im Jahr y, in t CO_2e
$PE_{V,\ y}$	= Methanemissionen der gesamten Biogasanlage im Jahr y, gemessen durch externen Messdienst, in t CO_2e
$PE_{F,\ y}$	= Methanemissionen bei Verwendung der Notfackel im Jahr y, in t CO_2e
$PE_{T,\ y}$	= CO_2-Emissionen durch Biomassetransport im Jahr y, in t CO_2e

Diese aufgelisteten Definitionen lassen sich den in Tabelle 7 beschriebenen relevanten Emissionsquellen sowie den unter Kapitel 3.3 (Leakage) beschriebenen Leakage Faktor gemäss nachfolgender Übersicht in Tabelle 8 zuordnen:

Tabelle 7: Erläuterungen zu spezifischen Projektemissionen

Term PE	Beinhaltet folgende relevante Emissionsquellen (P1 bis P6)
$PE_{Lager,\ y}$	– Lagerung des Hofdüngers beim Zulieferbetrieb (P1)
$PE_{V,\ y}$	– Gasverluste entlang des gesamten Vergärungsprozesses (P3)

[19] Quelle: UNFCCC 2013

	– Nachrotte und Lagerung des flüssigen und festen Vergärungsproduktes (P4) – Rohgassystem/ BHKW (P5)
$PE_{F,\,y}$	– Emissionen aus der Abfackelung von Biogas (P6)
$PE_{T,\,y}$	– Transport (alle Hin- und Rückfahrten von Hofdünger, Co-Substraten und Gärresten) (P2)

In der folgenden Tabelle wird die Ermittlung der einzelnen Projektemissionen erläutert:

Tabelle 8: Erläuterungen zu angewendeten Formelzeichen; Ermittlung der Projektemissionen

$PE_{Lager,\,y}$	Für die Ermittlung von $PE_{Lager,\,y}$ ist eine der folgenden Optionen anzuwenden: a) Konservative Modellrechnung: Anwendung von Formel 5 aus der Standardmethode: $PE_{Lager,\,y} = GWP_{CH4} \times \sum_j [ME_{j,y} \times ([14.49 \times (e^{-0.069} \times AI_j - 1)/(AI_j)] + 1)]$ mit: $PE_{Lager,\,y}$ = Erwartete Methanemissionen aus gelagertem Hofdünger für das Jahr y (t CO_2eq) GWP_{CH4} = Global Warming Potential $ME_{j,y}$ = Erwartete Methanemissionen für das Jahr y (tCH_4/a) aus der Hofdüngerlagerung auf dem Zulieferbetrieb und Aufstallungssystem[20] j j = Zulieferbetrieb und Aufstallungssystem j, welcher im Projektszenario Hofdünger an die Biogasanlage liefert. 0.069 = Konstante Degradationsrate (UNFCCC 2012, Formel 15) AI_j = Mittlere Aufenthaltszeit des Hofdüngers auf dem Zulieferbetrieb bei einem bestimmten Aufstallungssystem j pro Jahr (in Tagen d). Diese ergibt sich aus dem Quotienten des mittleren Volumens der gelagerten Hofdüngermenge (VolLager) und des Volumens der gesamten im Jahr (für die Biogasanlage oder für direkte Ausbringung auf dem Feld) entnommenen Hofdüngermengen (VolHD tot) multipliziert mit 365. Das Volumen VolHD tot berechnet sich aus dem Quotienten der Masse der gesamten Hofdüngermenge pro Jahr (des betrachteten Aufstallungssystems) und der mittleren Dichte des betrachteten Hofdüngers. $AI_j = [Vol_{Lager}/Vol_{HD\,tot}] \times 365$ Wobei gilt: Vol_{Lager} = Mittleres Volumen der gelagerten Hofdüngermenge = „Volumen bei einem mittleren Güllestand im Güllelager" (m^3)

[20] Werden pro Zulieferbetrieb mehrere Aufstallungssysteme verwendet, so bezeichnet j jeweils eine Kombination von einem Zulieferbetrieb und einem Aufstallungssystem.

	$Vol_{HD\ tot}$ = Volumen der gesamten im Jahr (für die Biogasanlage oder für direkte Ausbringung auf dem Feld) entnommenen Hofdüngermenge (m^3) b) Ermittlung von P1 aus der Differenz des Gehalts an organischer Trockensubstanz zum Zeitpunkt der Düngerausscheidung [oTS(t0)] und zum Zeitpunkt der Einbringung in die Biogasanlage [oTS(tx)].
$PE_{V,\,y}$	Die Methanemissionen auf jeder Anlage werden durch ein externes Messbüro erfasst und in einem Bericht in t CO_2e/a ausgewiesen. Im Regelfall erfolgt die Messung der Methanemissionen jährlich. Bei Kleinstanlagen unter 5000 t Substrateinsatz (UVP Grenze) oder Anlagen die keine Co-Substrate einsetzen, reicht eine Messung alle zwei Jahre, wobei in einer Monitoringperiode jeweils die letzte verfügbare Messung berücksichtigt werden muss. Das entweichende Methan muss in der Emissionsrechnung berücksichtigt werden. Dabei werden für diesen Parameter $PE_{V,\,y}$ folgende Emissionsquellen im Messbericht erfasst (in Klammer die Zuordnung gemäss Definition der Emissionsquellen unter Kapitel B (Systemgrenze): – Gasverluste entlang des gesamten Vergärungsprozesses (P3) – Nachrotte und Lagerung des flüssigen und festen Vergärungsproduktes (P4) – Rohgassystem/ BHKW (P5) Existiert kein Messbericht für die betreffende Periode, oder ist der Messbericht unvollständig, sind die Emissionsquellen in konservativer Weise folgendermassen abzuschätzen: – Gasverluste entlang des gesamten Vergärungsprozesses (P3): 2% der jährlichen produzierten Biogasmenge (mit QM*), ansonsten 10% – Nachrotte und Lagerung des flüssigen und festen Vergärungsproduktes (P4): 3% der jährlichen produzierten Biogasmenge (mit QM*), ansonsten 2.2 kg CH_4 pro Tonne Nachrotte. – Rohgassystem/ BHKW (P5): CH_4-Emissionen aus Leckagen müssen in jedem Fall gemessen werden. Falls der Messbericht (inkl. Hochrechnung auf die Jahresemissionen) vorhanden ist, muss dieser auch dann verwendet werden, wenn sich höhere Werte als die oben genannte konservative Pauschalabschätzung ergeben. *Qualitätsmanagement gemäss Handbuch Qualitätsmanagement Biogas (Biomasse Schweiz, 2012).
$PE_{F,\,y}$	Die in Notfällen zur Methanverbrennung genutzte Notfackel verbrennt Methan nahezu vollständig zu mehr als 99%, wobei aus Konservativitätsgründen für diese Projektemission mit 95% gerechnet wird. Das entweichende Methan muss in der Emissionsrechnung berücksichtigt werden. Dazu wird die Methanemission durch unvollständige Methanverbrennung mit der Verbrennungseffizienz der Notfackel berechnet, und zwar über den Zeitraum des Einsatzes der Notfackel: $$PE_{F,y} = MD_{y,total} \times FT_{Flare}/(8.760 \times (1-EF_{Flare})) \times GWP_{CH4}$$ mit:

	$PE_{F,y}$ = jährliche Projektemissionen durch unvollständige Methanverbrennung, in t CO_2e $MD_{y,total}$ = gesamtes in der Biogasanlage verbranntes Methan im Jahr y, in t CH_4 MC_y = durchschnittlicher Methangehalt im Biogas im Jahr y, in Vol-% FT_{Flare} = jährliche Betriebsstunden der Notfackel, in h EF_{Flare} = mittlere Verbrennungseffizienz der Notfackel (95%)
$PE_{T,y}$	Die Biogasanlage wird mit Hofdünger und Co-Substraten beschickt. Hofdünger kann unterteilt werden in flüssigen Hofdünger (Gülle) und festen Hofdünger (Mist). Diese müssen zur Anlage transportiert werden. Die dadurch entstehenden Emissionen werden durch den Treibstoffverbrauch resp. die CO_2-Emissionen der Transportfahrzeuge berechnet, die dazu eingesetzt wurden[21]. Zur Bestimmung von $PE_{T,y}$ stehen drei Optionen zur Wahl: <u>Erste Option</u>: Die Emissionen aus dem Transport werden über die Fahrtdauer und anhand eines Emissionsfaktors gerechnet. Dabei gilt: $PE_{T,y} = \sum F_{j,y} \times Dj \times EF_t$ mit $PE_{T,y}$ Transportemissionen aus allen unternommenen Fahrten inklusive Rückfahrten für Transporte von Hofdünger, Co-Substrate und Gärreste im Jahr y (tCO2eq). $F_{j,y}$ Anzahl Lieferfahrten im Jahr y für Hofdünger oder , Co-Substrate und Gärreste von Zulieferbetrieb j zur Biogasanlage (oder von der Biogasanlage zu Zulieferbetrieb j). D_j Fahrtdauer einer Lieferfahrt vom Zulieferbetrieb j zur Anlage und zurück zum Zulieferbetrieb (min). Falls die Fahrtzeit nicht erfasst wurde, kann diese über die zurückgelegten Distanzen und mittleren Geschwindigkeiten geschätzt werden. EF_t Emissionsfaktor pro Betriebsminute. Traktor: 0.24 kg CO2/min (Offroad Datenbank BAFU, 2020[22]) <u>Zweite Option</u>: Die Emissionen aus dem Transport werden über die zurückgelegte Distanz und anhand eines Emissionsfaktors bestimmt. Dabei gilt: $PE_{T,y} = \sum F_{j,y} \times Distj \times EF_t$ mit

[21] Details zu den Transportemissionen finden sich im Methodenbeschrieb Genossenschaft Ökostrom Schweiz (2017): Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen.
[22] Abfrage für Traktoren Landwirtschaft im Jahr 2020.

	$PE_{T,y}$	Transportemissionen aus allen unternommenen Fahrten inklusive Rückfahrten für Transporte von Hofdünger, Co-Substrate und Gärreste im Jahr y (tCO2eq) .
	$F_{j,y}$	Anzahl Lieferfahrten im Jahr y für Hofdünger oder , Co-Substrate und Gärreste von Zulieferbetrieb j zur Biogasanlage (oder von der Biogasanlage zu Zulieferbetrieb j).
	$Dist_j$	Distanz einer Lieferfahrt vom Zulieferbetrieb j zur Anlage und zurück zum Zulieferbetrieb (km).
	EF_s	Emissionsfaktor pro gefahrenem km: 0.36 kgCO_2/km (Offroad Datenbank BAFU, 2020[23])
	Dritte Option (Pauschaler Ansatz): die Projektemissionen werden abgeschätzt, indem eine feste konservative Pauschale (in tCO_2e) in Prozent der Referenzemissionen bestimmt und der Reduktionsleistung abgezogen wird[24]. Dabei gilt:	
	$PE_{T,y} =$ [redacted] $x\ RE_{CH4,\ y,\ ex\text{-}post}$	
	mit	
	$PE_{T,y}$	Transportemissionen aus allen unternommenen Fahrten inklusive Rückfahrten für Transporte von Hofdünger, Co-Substrate und Gärreste im Jahr y (tCO2eq)
	$RE_{CH4,\ y,\ ex\text{-}post}$	$GWP_{CH4}\ x\ \Sigma_i\ MD_{y,i}\ x\ KF_i$

Der Leakage-Faktor wird wie folgt berechnet:

Die Beschreibung des Leakage-Faktors ist in Kapitel 3.3 detailliert wiedergegeben. Auswirkung auf die Emissionsberechnung hat dabei lediglich der Leakage-Effekt durch beschränkte Verfügbarkeit von hochenergetischen Co-Substraten [redacted] während die anderen Leakage-Arten mit einem Faktor von 0 versehen werden können:

$PE_{Leakage,y}$ = $F_{le}\ x\ RE_{CH4,\ y}$

mit

F_{le} = Faktor für Leakage-Effekt durch beschränkte Verfügbarkeit von hochenergetischen Co-Substraten, in %

$RE_{CH4,\ y}$ = $GWP_{CH4}\ x\ \Sigma_i\ MD_{y,i}\ x\ KF_i$

[23] Abfrage für Traktoren Landwirtschaft im Jahr 2020: 14.4 kg CO2/h bei einer angenommenen Durchschnittsgeschwindigkeit von 40km/h

[24] Die Berechnung des pauschalen Faktors kann als konservativ angesehen werden, weil oftmals Fahrten optimiert werden. Mehr Fahrten als die berechneten Hinfahrten (2x) und Rückfahrten (2x) sind ausgeschlossen. Die detaillierten Berechnungen finden sich in Annex III der Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen (Genossenschaft Ökostrom Schweiz 2017)

5.2.2 Wirkungsaufteilung

Ebenfalls gemäss BAFU-Mitteilung muss eine Wirkungsaufteilung durchgeführt werden, wenn nichtrückzahlbare Geldleistungen von Bund, Kantonen oder Gemeinden zur Förderung erneuerbarer Energien, der Energieeffizienz oder des Klimaschutz geleistet wurden.

Es wurden bei zwei Projekten nichtrückzahlbaren Geldleistungen für die Biogasanlage aus kantonalen Förderprogrammen bezogen. Für beide Projekte wurden Wirkungsaufteilungen vorgenommen und im Rahmen der jeweiligen Erstverifizierungen des entsprechenden Projekts geprüft.
Sollten im Verlaufe der zweiten Kreditierungsperiode nichtrückzahlbare Geldleistungen der öffentlichen Hand beantragt bzw. erhalten werden, dann gilt für diese Finanzhilfen folgende Regelung:

Jener Anteil der Emissionsverminderungen, welche auf Finanzhilfen, d.h. auf Fördergelder staatlicher Stellen, zurückzuführen ist, wird bei der Ausstellung der Reduktionsbescheinigungen gemäss den Vorgaben zur Wirkungsaufteilung im Rahmen von Projekten und Programmen verteilt.
Die Berechnung des Wirkungsanteils erfolgt auf Basis des von Seiten BAFU vorgegebenen Excel-Tools (Option 2A). Die Möglichkeit einer Vereinbarung der Wirkungsaufteilung gemäss Option 2B zwischen den Akteuren besteht.

5.3 Datenerhebung und Parameter

5.3.1 Fixe Parameter

Fixe Parameter gemäss der Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen. Bei den fixen Parametern ist unter den drei Attributen „Festlegung", Anpassungen" und „Vorgehen bei Anpassungen" jeweils festhalten, wie und wann allfällige Anpassungen an den einzelnen Parameter vorgenommen werden. Die konkreten Werte für die fixen Parameter finden sich in Anhang A5.2.

Daten/Parameter	**ρ_{CH4}**
Einheit	t/m^3
Beschreibung	Dichte von Methan
Datenquelle/ Verantwortliche Person	BAFU 2023: CO2-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz. Abteilung Klima, Bern. / SVGW Merkblatt G100001
Festlegung	Anlässlich der Validierung und der Re-Validierungen
Anpassungen	Frühestens zu Beginn einer neuer Kreditierungsperiode
Vorgehen bei Anpassungen	Übernahme des Wertes, falls Datenquelle aktualisierten Wert vorgibt.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Daten/Parameter	**GWP_{CH4}**
Einheit	Faktor
Beschreibung	Globales Erwärmungspotenzial, GWP Methan gemäss der Verordnung gültig zum Zeitpunkt des Beginns der Monitoringperiode.
Datenquelle/ Verantwortliche Person	CO2-Verordnung / Ökostrom Schweiz

Festlegung	Anlässlich der Validierung und der Re-Validierungen
Anpassungen	Bei Inkrafttreten einer revidierten CO2 Verordnung.
Vorgehen bei Anpassungen	Übernahme des Wertes, falls Datenquelle aktualisierten Wert vorgibt.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Daten/Parameter	**$B_{0,i}$**
Einheit	m^3 CH_4/kg OS
Beschreibung	Maximales Methanbildungspotential der Hofdüngerkategorie i
Datenquelle/ Verantwortliche Person	IPCC 2006 Guidelines / Ökostrom Schweiz
Festlegung	Anlässlich der Validierung und der Re-Validierungen
Anpassungen	Bei Revision der IPCC Guidelines, wenn diese in der Schweiz Anwendung finden (bspw. nationale Emissionsberichterstattung)
Vorgehen bei Anpassungen	Verwendung der aktualisierten Werte ab dem Beginn der auf die Revision folgenden Monitoringperiode.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Subparameter von $KF_{i,y}$
Daten/Parameter	**MC_i**
Einheit	%
Beschreibung	Methangehalt der Hofdüngerkategorie i
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Literaturangaben / Ökostrom Schweiz
Festlegung	Anlässlich der Validierung und der Re-Validierungen
Anpassungen	Bei Vorliegen aktualisierter Werte aus der Literatur
Vorgehen bei Anpassungen	Übernahme von aktualisierten und mit Quellenangaben belegten Werten, falls neue Literaturangaben aus Untersuchungen, Forschungspublikationen, Studien, Analysen, Fachartikel, etc. vorhanden sind. Verwendung der aktualisierten Werte ab dem Beginn der auf die Aktualisierung folgenden Monitoringperiode.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Subparameter von $KF_{i,y}$
Daten/Parameter	**OS-Gehalte von Hofdüngern**
Einheit	kg OS/kg FM
Beschreibung	OS-Gehalte von Hofdüngern
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Literaturangaben / Ökostrom Schweiz
Festlegung	Anlässlich der Validierung und der Re-Validierungen
Anpassungen	Bei Vorliegen aktualisierter Werte aus der Literatur
Vorgehen bei Anpassungen	Übernahme von aktualisierten und mit Quellenangaben belegten Werten, falls neue Literaturangaben aus Untersuchungen, Forschungspublikationen, Studien, Analysen, Fachartikel, etc. vorhanden sind. Verwendung der aktualisierten Werte ab dem

	Beginn der auf die Aktualisierung folgenden Monitoringperiode.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	-
Daten/Parameter	**Anfall an Hofdünger pro Tier**
Einheit	to/Tier
Beschreibung	Hofdüngeranfall pro Tier verschiedener Kategorien
Datenquelle/ Verantwortliche Person	GRUD 2017 / Ökostrom Schweiz
Festlegung	Anlässlich der Validierung und der Re-Validierungen
Anpassungen	Bei Vorliegen aktualisierter Werte aus der Literatur
Vorgehen bei Anpassungen	Übernahme von aktualisierten und mit Quellenangaben belegten Werten, falls neue Literaturangaben aus Untersuchungen, Forschungspublikationen, Studien, Analysen, Fachartikel, etc. vorhanden sind. Verwendung der aktualisierten Werte ab dem Beginn der auf die Aktualisierung folgenden Monitoringperiode.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	-
Daten/Parameter	**Spezifische Gewichte von Hofdüngern**
Einheit	kg/m^3
Beschreibung	Raumgewichte von Hofdüngern verschiedener Tierkategorien
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Kanton LU, Dienststelle Landwirtschaft und Wald / Ökostrom Schweiz
Festlegung	Anlässlich der Validierung und der Re-Validierungen
Anpassungen	Bei Vorliegen aktualisierter Werte aus der Literatur
Vorgehen bei Anpassungen	Übernahme von aktualisierten und mit Quellenangaben belegten Werten, falls neue Literaturangaben aus Untersuchungen, Forschungspublikationen, Studien, Analysen, Fachartikel, etc. vorhanden sind. Verwendung der aktualisierten Werte ab dem Beginn der auf die Aktualisierung folgenden Monitoringperiode.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Abweichungen sind möglich, wenn Raumgewichte durch Probewägungen belegt werden.
Daten/Parameter	**MC_n**
Einheit	%
Beschreibung	Methangehalt von Co-Substrat n
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Literaturangaben / Ökostrom Schweiz
Festlegung	Anlässlich der Validierung und der Re-Validierungen
Anpassungen	Bei Vorliegen aktualisierter Werte aus der Literatur
Vorgehen bei Anpassungen	Übernahme von aktualisierten und mit Quellenangaben belegten Werten, falls neue Literaturangaben aus Untersuchungen,

	Forschungspublikationen, Studien, Analysen, Fachartikel, etc. vorhanden sind. Verwendung der aktualisierten Werte ab dem Beginn der auf die Aktualisierung folgenden Monitoringperiode.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Abweichungen sind möglich, wenn substrat- bzw. betriebsspezifische Methan-Gehalte durch Laboranalysen belegt werden.
Daten/Parameter	BG_i
Einheit	Nm^3/kg OS
Beschreibung	Biogasproduktion pro Einheit an organischer Substanz der Hofdüngerkategorie i
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Literaturangaben / Ökostrom Schweiz
Festlegung	Anlässlich der Validierung und der Re-Validierungen
Anpassungen	Bei Vorliegen aktualisierter Werte aus der Literatur
Vorgehen bei Anpassungen	Übernahme von aktualisierten und mit Quellenangaben belegten Werten, falls neue Literaturangaben aus Untersuchungen, Forschungspublikationen, Studien, Analysen, Fachartikel, etc. vorhanden sind. Verwendung der aktualisierten Werte ab dem Beginn der auf die Aktualisierung folgenden Monitoringperiode.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	-
Daten/Parameter	BG_n
Einheit	Nm^3/kg OS
Beschreibung	Biogasproduktion pro Einheit an organischer Substanz von Co-Substrat n
Datenquelle	Literaturangaben
Festlegung	Erste Prüfung bei Validierung. Anschliessend jährliche Überprüfung der Änderungen/Ergänzungen im Rahmen der Verifizierungen. Die aktuelle Fassung dieser Co-Substrat-Liste wird dem Verifizierer jährlich zur Prüfung vorgelegt.
Anpassungen	Bei Vorliegen aktualisierter Werte aus der Literatur
Vorgehen bei Anpassungen	Übernahme von aktualisierten und mit Quellenangaben belegten Werten, falls neue Literaturangaben aus Untersuchungen, Forschungspublikationen, Studien, Analysen, Fachartikel, etc. vorhanden sind. Verwendung der aktualisierten Werte ab dem Beginn der auf die Aktualisierung folgenden Monitoringperiode. Ergänzungen und Änderungen gegenüber dem Vorjahr werden dabei klar erkennbar gemacht, begründet und mit Quellenangaben unterlegt. Um die Verlässlichkeit und Konservativität der Methodik sicherzustellen, wird dabei insbesondere darauf ge-

	achtet, dass die spezifische Biogasproduktion BGn von energiereichen Co-Substraten (z.B. Öle, Fette, Glycerin) auf keinen Fall unterschätzt wird.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Daten/Parameter	**OS-Gehalte von Co-Substraten**
Einheit	kg OS/kg FM
Beschreibung	OS-Gehalte von Co-Substraten
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Literaturangaben / Ökostrom Schweiz
Festlegung	Erste Prüfung bei Validierung. Anschliessend jährliche Überprüfung der Änderungen/Ergänzungen im Rahmen der Verifizierungen.
Anpassungen	Bei Vorliegen aktualisierter Werte aus der Literatur
Vorgehen bei Anpassungen	Übernahme von aktualisierten und mit Quellenangaben belegten Werten, falls neue Literaturangaben aus Untersuchungen, Forschungspublikationen, Studien, Analysen, Fachartikel, etc. vorhanden sind. Verwendung der aktualisierten Werte ab dem Beginn der auf die Aktualisierung folgenden Monitoringperiode.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Abweichungen sind möglich, wenn substrat- bzw. betriebsspezifische OS-Gehalte durch Laboranalysen belegt werden.

5.3.2 Dynamische Parameter und Messwerte

Dynamische Parameter und Messwerte gemäss der Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen. Die Herleitung für die dynamischen Parameter und Messwerte findet sich in Anhang A5.3.

Daten/Parameter	**KF_i**
Einheit	Faktor
Beschreibung	Korrelationsfaktor der Hofdüngerkategorie i
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Modellparameter
Vorgehen für Bestimmung	Berechnung für alle auf einer Anlage verarbeiteten Hofdüngerkategorien i (Berechnungsweg in Anhang A5.3 aufgeführt)
Häufigkeit der Bestimmung	Für jede Monitoringperiode
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Korrelation zwischen der mit einer Einheit OS produzierten Methanmenge im Referenzszenario ($B_{0,i}$ und MCF_i) pro kg OS und der mit einer Einheit OS produzierten Methanmenge im Projektszenario (Biogasanlage) pro kg OS. In $KF_{i,y}$ sind folgende Subparameter enthalten: $MCF_{i,y}$, $B_{0,i}$, ρ_{CH4}, GWP_{CH4}, BG_i und MC_i.
Daten/Parameter	**MC_y**

Einheit	%
Beschreibung	Methangehalt im Biogas im Jahr y
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Direkte Messung / Anlagenbetreiber
Vorgehen für Messung	Auslesung Gasanalysegerät (Messprotokoll)
Häufigkeit der Messung	kontinuierlich
QS/QM-Verfahren	Kalibrierung gemäss Herstellerangaben, Dokumentation via Kalibrierprotokolle
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Der Parameter wird nur bei Option I benötigt
Daten/Parameter	**BGP_y**
Einheit	Nm^3
Beschreibung	Gesamtes in der Biogasanlage verbranntes oder genutztes Biogas im Jahr y
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Direkte Messung /Anlagenbetreiber
Vorgehen für Messung	Auslesung Durchflussmessgerät
Häufigkeit der Messung	Für jede Verifizierungsperiode
QS/QM-Verfahren	Kalibrierung gemäss Herstellerangaben, Dokumentation via Kalibrierprotokolle
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Der Parameter wird bei Option I benötigt
Daten/Parameter	**$E_{PRO,y}$**
Einheit	kWh
Beschreibung	Bruttostromproduktion im Jahr y
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Stromzähler / Anlagenbetreiber
Vorgehen für Messung	Direkt via Jahresproduktion oder als Differenz zwischen den Zählerständen am Anfang und am Ende einer Monitoringperiode
Häufigkeit der Messung	kontinuierlich
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Nur anzuwenden bei Nutzung von Option II zur Bestimmung von $MD_{y,total}$
Daten/Parameter	**η_{CHP-el}**
Einheit	%
Beschreibung	Wirkungsgrad BHKW
Datenquelle/ Verantwortliche Person	BHKW / Anlagenbetreiber
Vorgehen für Bestimmung	Verwendung Herstellerangabe, eigene Berechnungen mit kalibrierten Messgeräten, oder Testberichte von Leistungstests
Häufigkeit der Bestimmung	jährlich
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre

Kommentare (ev.)	Nur anzuwenden bei Nutzung von Option II zur Bestimmung von $MD_{y,total}$. Der Parameter wird bei der Erstverifizierung geprüft.
Daten/Parameter	**$M_{i,y}$**
Einheit	to
Beschreibung	Menge der Hofdüngerkategorie i im Jahr y, als unverdünnte Frischmasse
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Anlagenbetreiber via Stoffbilanz, Mengenjournal oder Lieferscheine
Vorgehen für Messung	Internes oder externes Wägen oder Messen von Mist- und Güllelieferungen. Bei Anlieferungen in m^3 Verwendung von standardisierten Umrechnungsfaktoren (GRUD 2017) oder Testwägungen zur Ermittlung des spezifischen Gewichts.
Häufigkeit der Messung	Täglich (je Lieferung)
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Detaillierte Anforderungen zur Erhebung von $M_{i,y}$ befinden sich in Anhang A5.3
Daten/Parameter	**$MCOF_{n,y}$**
Einheit	to
Beschreibung	Menge des Co-Substrats n im Jahr y, als unverdünnte Frischmasse
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Anlagenbetreiber via Stoffbilanz, Mengenjournal oder Lieferscheine
Vorgehen für Messung	Internes oder externes Wägen oder Messen von Co-Substratlieferungen. Bei Anlieferungen in m^3 Verwendung von standardisierten Umrechnungsfaktoren (Literaturwerte) oder Testwägungen zur Ermittlung des spezifischen Gewichts.
Häufigkeit der Messung	Täglich (je Lieferung)
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Detaillierte Anforderungen zur Erhebung von $MCOF_{n,y}$ befinden sich in Anhang A5.3
Daten/Parameter	**$H_20_{i,y}$**
Einheit	Faktor
Beschreibung	Verdünnungsfaktor für Gülle-Hofdüngerkategorie i im Jahr y
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Anlagenbetreiber
Vorgehen für Bestimmung	Verschiedene Berechnungswege anwendbar. Kann keiner der aufgeführten Berechnungswege angewendet werden, kommt ein konservativer Standardwert von 1:1.5 (Teile Gülle zu Teile H_20) zur Anwendung.
Häufigkeit der Bestimmung	Für jede Monitoringperiode
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Detaillierte Anforderungen zur Erhebung von $H_20_{i,y}$ befinden sich in Anhang A5.3

Daten/Parameter	**$PE_{V,y}$**
Einheit	tCO_2e
Beschreibung	Methanemissionen auf der gesamten Biogasanlage im Jahr y
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Prüfprotokoll / externer Gutachter
Vorgehen für Messung	Externer Messdienst mit Qualifizierungsnachweisen in den Bereichen Gasmessung und Gasdetektion
Häufigkeit der Messung	Jährlich bis zweijährlich
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	$PE_{V,y}$ beinhaltet folgende Emissionsquellen (in Klammer die Zuordnung gemäss Definition der Systemgrenze): – Gasverluste entlang des gesamten Vergärungsprozesses (P3) – Nachrotte und Lagerung des flüssigen und festen Vergärungsproduktes (P4) Rohgassystem/ BHKW (P5)
Daten/Parameter	**$F_{i,y}$**
Einheit	Anzahl
Beschreibung	Anzahl aller Substrattransporte hin und von der Anlage weg
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Anlagenbetreiber via Stoffbilanz, Mengenjournal oder Lieferscheine
Vorgehen für Bestimmung	Erhebung der Anzahl Transporte
Häufigkeit der Bestimmung	Täglich (je Lieferung)
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Nur anzuwenden bei Berechnung der Transportemissionen via Summierung Einzeltransporte
Daten/Parameter	**$Dist_j$**
Einheit	km
Beschreibung	Distanz einer Lieferfahrt vom Zulieferbetrieb j zur Anlage und zurück zum Zulieferbetrieb.
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Anlagebetreiber, GIS, googlemaps
Vorgehen für Bestimmung	Erhebung der Distanzen zur Anlage
Häufigkeit der Bestimmung	Für jeden Substratabgeber und -annehmer
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Nur anzuwenden bei Berechnung der Transportemissionen via Summierung Einzeltransporte
Daten/Parameter	**D_j**
Einheit	min
Beschreibung	Fahrtdauer einer Lieferfahrt vom Zulieferbetrieb j zur Anlage und zurück zum Zulieferbetrieb.
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Anlagebetreiber (resp. Person, welche die Transporte durchführt)

Vorgehen für Bestimmung	Ablesen Uhrzeit bei Abfahrt und Ankunft. Falls nötig längere Fahrtpausen dazwischen von der Fahrtdauer abziehen.
Häufigkeit der Bestimmung	Täglich (je Lieferung)
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Nur anzuwenden bei Berechnung der Transportemissionen via Summierung Einzeltransporte
Daten/Parameter	**EF_t**
Einheit	$kgCO_2/min$
Beschreibung	Emissionsfaktor pro Betriebsminute für Traktoren: 0.28 $kgCO_2/min$
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Online Offroad Datenbank BAFU, 2020. / Ökostrom Schweiz
Vorgehen für Bestimmung	-
Häufigkeit der Bestimmung	-
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Nur anzuwenden bei Berechnung der Transportemissionen via Summierung Einzeltransporte
Daten/Parameter	**EF_s**
Einheit	$kgCO_2/km$
Beschreibung	Emissionsfaktor pro gefahrene Kilometer: 0.430 $kgCO_2/km$
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Abfrage online Datenbank BAFU (2020) für Traktoren 2020 / Ökostrom Schweiz
Vorgehen für Bestimmung	-
Häufigkeit der Bestimmung	-
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Nur anzuwenden bei Berechnung der Transportemissionen via Summierung Einzeltransporte
Daten/Parameter	**FT_{flare}**
Einheit	h
Beschreibung	jährliche Betriebsstunden der Notfackel im Jahr y
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Anlagenbetreiber (Betriebstagebuch)
Vorgehen für Bestimmung	Erhebung der Betriebsstunden
Häufigkeit der Bestimmung	Für jede Verifizierungsperiode
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	
Daten/Parameter	**GLA_y**
Einheit	-
Beschreibung	Ort der Güllelagerung
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Anlagenbetreiber (Anhang 5.1)

Vorgehen für Bestimmung	Zuteilung der Gülleanfallmengen von Rindern und Schweinen nach den beiden Lagerorten: Unterhalb des Stalles und neben dem Stall (Güllesilo)
Häufigkeit der Bestimmung	Im Rahmen des Erstmonitorings. Allfällige Veränderungen sind für jede Verifizierungsperiode zu erheben.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	
Daten/Parameter	**SS_y**
Einheit	-
Beschreibung	Vorhandensein von Schwimmschichten
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Anlagenbetreiber (siehe Anhang A5.3)
Vorgehen für Bestimmung	
Häufigkeit der Bestimmung	Im Rahmen des Erstmonitorings. Allfällige Veränderungen sind für jede Verifizierungsperiode zu erheben.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	
Daten/Parameter	**$TARS_y$**
Einheit	Anzahl
Beschreibung	Tierplätze von Rindern und Schweinen in verschiedenen Aufstallungssystemen
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Anlagenbetreiber (siehe Anhang A5.3)
Vorgehen für Bestimmung	Erhebung der Anzahl Tierplätze (Rinder und Schweine) auf Tiefstreumist und Erhebung der Anzahl an Milch- und Mutterkühen im Vergleich zur Anzahl an übrigen Rindern
Häufigkeit der Bestimmung	Im Rahmen des Erstmonitorings. Allfällige Veränderungen sind für jede Verifizierungsperiode zu erheben.
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	
Daten/Parameter	**$TEMP_y$**
Einheit	°C
Beschreibung	Jahres- bzw. Monatsmittelwerte für die Temperatur in der nahen Umgebung der Anlage
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Temperaturmessstationen (z.B. Meteo Schweiz) / Ökostrom Schweiz
Vorgehen für Bestimmung	Beschaffung Messdatenreihen
Häufigkeit der Bestimmung	Für jede Verifizierungsperiode
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Die Messstationen müssen in der nahen Umgebung (in der Regel gilt ein Radius von 15km) der Anlage sein.
Daten/Parameter	**AI_i**
Einheit	Tage

Beschreibung	Mittlere Aufenthaltszeit des Hofdüngers auf dem Zulieferbetrieb/Aufstallungssystem j pro Jahr (in Tagen)
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Aufzeichnungen des Hofbetreibers
Vorgehen für Bestimmung	Kontinuierliche Bestimmung der Hofdüngermenge, welche den Lagertank durchläuft
Häufigkeit der Bestimmung	Bei jeder Entnahme von Hofdünger aus dem Lagertank
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	AI_j ergibt sich aus dem Quotienten des mittleren Volumens der gelagerten Hofdüngermenge (Vol_{Lager}) und des Volumens des gesamten im Jahr (für die Biogasanlage oder für direkte Ausbringung auf dem Feld) entnommene Hofdüngermenge ($Vol_{HD\ tot}$) multipliziert mit 365. Das Volumen $Vol_{HD\ tot}$ berechnet sich aus dem Quotienten der Masse der gesamten Hofdüngermenge pro Jahr (des betrachteten Aufstallungssystemes) und der mittleren Dichte des Hofdüngers.
Daten/Parameter	**F_{le}**
Einheit	%
Beschreibung	Leakage Faktor durch beschränkte Verfügbarkeit der hochenergetischen Co-Substraten Glycerin und Fettsäure
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Lieferscheine Co-Substrate
Vorgehen für Bestimmung	Fall 1: Ein Projekt setzt keine hochenergetischen Substrate wie Glycerin und Fettsäure ein, muss kein Leakage berücksichtigt werden. Der Leakage Faktor für diese Substrate beträgt 0%. Fall 2: Ein Projekt setzt ausschliesslich [redacted] Glycerine und Fettsäuren [redacted] ein. [redacted] Der Leakage Faktor für diese Substrate beträgt [redacted]%. Fall 3: Ein Projekt setzt ausschliesslich Glycerine und Fettsäuren [redacted] ein. [redacted] Der Leakage Faktor beträgt für diese Substrate [redacted]%[redacted] Fall 4: Werden [redacted] Glycerine und Fettsäuren eingesetzt wird ein mengengewichteter Leakage Faktor berechnet.
Häufigkeit der Bestimmung	Jährlich für jedes Projekt individuell
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	
Daten/Parameter	**$MCF_{j,y}$**

Einheit	%
Beschreibung	Jährlicher Methan-Umwandlungsfaktor der Hofdüngerkategorie i im Jahr y
Datenquelle/ Verantwortliche Person	IPCC 2006 Guidelines, Volume 4, Kapitel 10, Tabelle 10.17 und NIR-CH 2018, s. 306 (BAFU 2020d) / Ökostrom Schweiz
Vorgehen für Bestimmung	Parameter wird auf Basis IPCC 2006 Guidelines hergeleitet
Häufigkeit der Bestimmung	Für jede Monitoringperiode
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Subparameter von $KF_{i,y}$. Derzeit bezieht sich die Methodik auf Werte in IPCC (2006) Guidelines, Volume 4, Kapitel 10, Tabelle 10.17 (ab Seite 10.44). Bei Güllelagerung in flüssiger Form ist der MCF-Wert des NIR-CH zu verwenden (für das Jahr 2018 beispielsweise lag der Basiswert für Gülle bei 13.5%). Wenn der Standardwert für den MCF verwendet wird, so sind keine zusätzlichen Belege zum Aufstallungssystem der Zulieferbetriebe vorzulegen. Je nach Aufstallungssystem besteht die Möglichkeit einen anderen MCF gemäss Tabelle 10.17 zu wählen. In diesem Falle muss aber für jeden Zulieferbetrieb detailliert vorgelegt werden, welche Gülleart, welches Aufstallungssystem und welche Jahresmitteltemperatur am jeweiligen Standort zum Zuge kommt (Parameter $TEMP_y$, $TARS_y$, GLA_y, und SS_y). Beim Parameter MCF ist eine jährliche Festlegung angezeigt, da die Temperaturen von Jahr zu Jahr schwanken - und sich dadurch der MCF verändert. Basis bleibt dabei immer die Quelle bzw. das Raster aus IPCC 2006 (Tabellen mit Unterteilung in Temperatur- und Aufstallungssysteme). Diese Basis würde nur dann wechseln, wenn es eine neue Auflage der Guidelines geben würde, z.B. IPCC 2019 und wenn diese in der Schweiz Anwendung findet (bspw. nationale Emissionsberichterstattung).

5.3.3 Plausibilisierung der Daten und Berechnungen

Die Plausibilisierung der Daten und Berechnungen wird in einem mehrstufigen Verfahren sichergestellt. Dieses basiert auf einem Plausibilitätscheck der Rohdaten, auf einer Datenkontrolle durch Crosschecks sowie auf Stichprobenkontrollen einzelner Datensätze. Konkret erfolgt das Monitoring durch eine monitoringverantwortliche Person. Diese Person ist Ansprechpartner für das Projekt und bestellt jährlich die notwendigen Rohdaten und Dokumente von den Projekten. Im Monitoring wird auf Basis der Rohdaten wie Lieferscheine, HODUFLU Auszug, ZFB, Belegfotos, etc. der Monitoringfragebogen erstellt/ ausgefüllt. Der Monitoringfragebogen und alle dazugehörigen Rohdaten sowie Hilfsdokumente werden im Rahmen eines QS von einer QS-verantwortlichen Person geprüft. Alle Rückmeldungen und auch die Antworten darauf werden dokumentiert. Nach dem QS des Monitorings erfolgt die Berechnung der Emissionsreduktion mit allen dazugehörigen Teilschritten und Dokumentationsaufwänden. Diese Aufgabe erfolgt in der Regel durch die monitoringverantwortliche Person und auch dieser Arbeitsschritt wird im Rahmen eines QS von der QS-verantwortlichen Person geprüft. Alle Rückmeldungen werden erneut

dokumentiert. Im letzten Schritt erfolgt die Erstellung der Monitoringdokumentation/ des Monitoringplans für alle Projekte und des Monitoringprojektes. In diesem Arbeitsschritt erfolgen letzte Plausibilitätsprüfungen innerhalb des jährlichen Monitorings und im Vergleich mit den Monitorings der letzten Jahre. Im Rahmen von Stichprobenkontrollen werden die Monitoring Ergebnisse erneut überprüft. Damit wird sichergestellt, dass jedes einzelne Datenset von mindestens zwei verschiedenen Personen geprüft und kontrolliert worden ist, bevor dessen Inhalt in den Monitoringbericht einfliessen kann. Der mehrstufige Ablauf ist in Anhang A5.1 dargestellt.

5.3.4 Überprüfung der Einflussfaktoren und der ex-ante definierten Referenzentwicklung

Allfällige Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen bezüglich Hofdüngermanagement werden verfolgt und im Monitoringbericht erwähnt.

In der nachfolgenden Tabelle finden sich mögliche Einflussfaktoren in einer beispielhaften Darstellung, mögliche gesetzlichen Grundlagen und das Beurteilungsintervall des Projekteigners.

Einflussfaktor	Gesetzliche Grundlage (theoretisch, beispielhaft)	Beurteilungsintervall Projekteigner
Verbot der herkömmlichen Hofdüngerlagerung	Landwirtschaftsgesetzgebung bspw. AP22+ (Wiederaufnahme ab 2023)	laufend, bspw. anlässlich von Vernehmlassungen
Verpflichtende gasdichte Abdeckung von Hofdüngerlagern mit Gasabfackelung	Umweltgesetzgebung bspw. Luftreinhalteverordnung (LRV)	laufend, bspw. anlässlich von Vernehmlassungen
Verpflichtende Zuführung von Hofdüngern in Biogasanlagen	Energie- und Umweltgesetzgebung bspw. CO2-Gesetz	laufend, bspw. anlässlich von Vernehmlassungen
Weitere....	n.b.	situativ

Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen, welche sich wesentlich auf die Referenzentwicklung oder die einzelnen Projektemissionen auswirken, werden für den kommenden Kreditierungszeitraum nicht erwartet.
Ein möglicher Einfluss auf die Referenzentwicklung wird nur dann näher geprüft, wenn sich Einflussfaktoren verändert haben oder sich voraussichtlich verändern werden.

5.4 Prozess- und Managementstruktur

Managementstruktur:
Projektverwaltung und -Leitung trägt Ökostrom Schweiz. Diese umfasst insbesondere folgende Aufgaben:

- Prüfung auf Teilnahmekriterien und Zusätzlichkeit
- Erhebung aller Daten, Erhebung und Berechnung von Hintergrunddaten
- Erstellung der Emissionsreduktionsrechnungen
- Definition der Monitoring Parameter
- Plausibilitätsprüfungen
- Erstellung des Monitoringbericht
- Begleitung der Verifizierung
- Ansprechpartner und Antragstellung bei BAFU
- Bewirtschaftung des Kontos im Schweizer Emissionshandelsregister

- Nach dem die resultierenden Bescheinigungen auf das Konto von Ökostrom Schweiz übertragen worden sind, werden die Reduktionsbescheinigungen für die Biogasanlagen vermarktet.
- Auszahlung der Vergütung an die Biogasanlage

Projektteilnehmer sind die einzelnen Teilnehmer am Projekt, die insbesondere folgende Aufgaben im Monitoringprozess haben:

- Offenlegung sämtlicher Dokumente der Projekte wie Offerten, Bestellungen, Bauabrechnung, Betriebskostenabrechnungen, Finanzierungsmodalitäten, etc.
- Betrieb der Emissionsreduktionsmassnahme
- Mitwirkung im Monitoringsystem
- Meldung von Mängeln im Betrieb der Emissionsreduktionsmassnahme

Prozess- und Ablaufstruktur:
Der Monitoringprozess ist in 11 Teilschritte untergliedert (vgl. Anhang A5.1).
Die Erfassung und kontinuierliche Aufzeichnung aller projektspezifischen Daten liegt in der Verantwortung des Projektteilnehmers. Die externe Messung des Methanschlupf inkl. der Kalibrierung der dafür notwendigen Messeinrichtungen wird jährlich durch einen externen Dienstleiter durchgeführt.
Die projektspezifischen Daten werden durch den Projektteilnehmer zur Verfügung gestellt und mittels eines standardisierten Monitoringfragebogens an die Projektverwaltung übermittelt. Dafür wird vom Projektteilnehmer jeweils eine für das Monitoring verantwortliche Person bezeichnet. Für die vorliegenden Projekte sind dies:

- Projekt 3.1: [redacted]
- Projekt 3.2: [redacted]
- Projekt 3.3: [redacted]
- Projekt 3.4: [redacted]
- Projekt 3.6: [redacted]
- Projekt 3.7: [redacted]
- Projekt 3.8: [redacted]
- Projekt 3.9: [redacted]
- Projekt 3.10: [redacted]
- Projekt 4.4: [redacted]
- Projekt 4.6: [redacted]
- Projekt 4.7: [redacted]
- Projekt 4.9: [redacted]
- Projekt 4.10: [redacted]

Die Projektverwaltung überprüft die übermittelten Daten und führt einen ersten Cross Check durch, ausserdem überwacht sie die Funktionsfähigkeit der Messeinrichtungen an den Projekten wie z.B. Gasvolumenmessgeräte oder CH_4-Messgeräte. Die ersten Prüfungen der Daten erfolgen im 4-Augenprinzip, bei Bedarf erfolgen Rückfragen sofern auf Basis Cross Check bzw. Stichprobenkontrolle eine Notwendigkeit besteht. Im Anschluss erfolgt eine zweite Überprüfung, weitere Cross Checks und Stichprobenkontrollen. Auf Basis der bereinigten Monitoringfragebögen erfolgen die Berechnungen der Emissionsreduktionsleistung und die Erstellung des Monitoringberichtes durch die Programmleitung.

Monitoringplan:
Da das Monitoringverfahren gewisse programmspezifische Anpassungen erforderlich macht, wird für jedes Projekt ein spezifischer Monitoringplan erstellt. Darin wird insbesondere Folgendes klargestellt:

a) Welche Option zur Ermittlung von MDy,totai (gesamtes in der Biogasanlage verbranntes Methan im Jahr y) zur Anwendung kommt.
- Option I: direkte Messung der Biogasmenge
- Option II: indirekte Messung der Biogasproduktion (BHKW)

b) Im Falle von Option II wird der anlagenspezifische Wirkungsgrad (etacHP-ei) angegeben und belegt.

c) Welche der zugelassenen Instrumente zur Erhebung von Hofdünger (A1 bis A6, resp. B1 bis B3, gemäss Anhang A.5.4 der Projektbeschreibung) zur Anwendung kommen.

d) Im Falle einer Umrechnung von Co-Substraten von Volumen zu Gewicht wird die Dichte angegeben und belegt.

Die Art der Abdeckung der Endlager erfolgt anlässlich der Erstverifizierung eines Projekts durch eine externe Fachfirma, die das Ergebnis der Prüfung in Text und Bild dokumentiert (siehe Monitoringplan).

Datensicherung:
Die Archivierung der Daten erfolgt zentral beim Programmeigner sowohl auf internen als auch auf externen Datensicherungssystemen. Alle Daten werden mindestens bis 2 Jahre nach dem Ende der Kreditierungsperiode gespeichert. Die Aufbewahrungspflicht beträgt 10 Jahre.

Qualitätssicherung und Archivierung
Datenerhebung, Datenaufbereitung und Datenübermittlung von Monitoringdaten müssen mittels standardisierter Fragebögen durchgeführt werden, wobei dieser Ablauf verknüpft ist mit einem QS-System, um Übertragungs- und Interpretationsfehler zu vermeiden.

Alle Messgeräte, deren Messwerte für die Berechnung der Emissionsreduktionen verwendet werden, müssen den Herstellerangaben nach kalibriert und gewartet werden. Die seitens der Anlagenbetreiber für das Monitoring verantwortlichen Personen erhalten Schulungen in der Bedienung der Anlage (alle mechanischen Anlagenteile, SPS-Steuerung, BHKW und Notfackel, Biogasaufbereitung, Prozessüberwachung und Leckerkennung), die je nach Stand der Technik und des Wissens erneuert werden. Weiter werden die Anlagenbetreiber instruiert und informiert über die spezifischen Anforderungen an das Monitoring bzw. der Datenerhebung- und Übermittlung.
Die externe Prüfung der Dichtigkeit der gesamten Anlage muss durch ein spezialisiertes Fachunternehmen jährlich durchgeführt und das Resultat durch Prüfprotokolle belegt werden.

Verantwortlichkeiten und institutionelle Vorrichtungen

Datenerhebung	Genossenschaft Ökostrom Schweiz / Benjamin Jungblut / Stv. Bereichsleiter Klimaschutz

Verfasser des Monitoring-berichts	Genossenschaft Ökostrom Schweiz / Benjamin Jungblut / Stv. Bereichsleiter Klimaschutz
Qualitätssicherung	Genossenschaft Ökostrom Schweiz / Lorenz Köhli / Bereichsleiter Klimaschutz
Datenarchivierung	Genossenschaft Ökostrom Schweiz / Lorenz Köhli / Bereichsleiter Klimaschutz

6 Kommunikation zum Gesuch und Unterschriften

Der Gesuchsteller willigt ein, dass die Geschäftsstelle zu diesem Gesuch mit den folgenden Parteien kommunizieren und Dokumente austauschen kann:

Projektentwickler	☒ ja	☐ nein
Validierungsstelle	☒ ja	☐ nein
Standortkanton	☒ ja	☐ nein

6.1 Einverständniserklärung zur Veröffentlichung der Unterlagen

Das Bundesamt für Umwelt BAFU kann unter Wahrung des Geschäfts- und Fabrikationsgeheimnisses Gesuchsunterlagen veröffentlichen (Art. 14 CO_2-Verordnung).

Der Gesuchsteller erklärt sich im Namen aller betroffenen Personen mit der Veröffentlichung folgender Dokumente zum Projekt zur Emissionsverminderung im Inland („Kompensationsprojekt") auf der Webseite des Bundesamts für Umwelt BAFU einverstanden:

Zustimmung zur Veröffentlichung *(Zutreffendes bitte ankreuzen)*

☐ Ich bin mit der Veröffentlichung dieses Dokuments (vorliegende Projekt-/Programmbeschreibung) einverstanden. Das Dokument enthält weder eigene Geschäfts- oder Fabrikationsgeheimnisse noch solche von Dritten. Ich bestätige, dass ich die betreffenden Dritten kontaktiert habe und aus deren Sicht keine Geschäfts- und Fabrikationsgeheimnisse im vorliegenden Dokument enthalten sind. Ich bin damit einverstanden, dass meine Kontaktdaten veröffentlicht werden.

☒ Ich bin mit der Veröffentlichung einer teilweise geschwärzten Fassung dieses Dokuments einverstanden, welche das Geschäfts- oder Fabrikationsgeheimnis von allen betroffenen Personen wahrt. Ich bestätige, dass ich die betreffenden Dritten kontaktiert habe und die Schwärzungen mit deren Einverständnis vorgenommen habe. Die betreffenden Dritten sind mit der Veröffentlichung der teilweise geschwärzten Fassung einverstanden. Diese zur Veröffentlichung bestimmte Fassung befindet sich im Anhang.

Dokument	Version	Datum	Prüfstelle & Auftraggeber
Validierungsbericht (inkl. Checkliste)	final	25.06.2024	SGS Société Générale de Surveillance SA (im Auftrag von Genossenschaft Ökostrom Schweiz)

Zustimmung zur Veröffentlichung

☐ Ich bin mit der Veröffentlichung des Dokuments einverstanden. Das Dokument enthält weder eigene Geschäfts- oder Fabrikationsgeheimnisse noch solche von Dritten. Ich bestätige, dass ich die betreffenden Dritten kontaktiert habe und aus deren Sicht keine Geschäfts- und Fabrikationsgeheimnisse im vorliegenden Dokument enthalten sind.

☒ Ich bin mit der Veröffentlichung einer teilweise geschwärzten Fassung des Dokuments einverstanden, welche das Geschäfts- oder Fabrikationsgeheimnis von allen betroffenen Personen wahrt. Ich bestätige, dass ich die betreffenden Dritten kontaktiert habe und die Schwärzungen

mit deren Einverständnis vorgenommen habe. Die betreffenden Dritten sind mit der Veröffentlichung der teilweise geschwärzten Fassung einverstanden. Diese zur Veröffentlichung bestimmte Fassung befindet sich im Anhang.

6.2 Unterschriften

Der Gesuchsteller verpflichtet sich, wahrheitsgemässe Angaben zu machen. Absichtlich falsche Angaben werden strafrechtlich verfolgt.

Ort, Datum	Name, Funktion und Unterschrift des Gesuchstellers
Winterthur; 26.06.2024	Benjamin Jungblut Stv. Bereichsleiter Klimaschutz – Ökostrom Schweiz

Anhang

A1. Unterlagen zu Angaben und Beschreibung des Projekts, Programms inkl. Projekt (z.B. Technische Datenblätter, Belege für den Umsetzungsbeginn)

A1.1 Aufbereitung und Einspeisung von Biogas

A1.2 Rechtliche und technische Anforderungen an Biogasanlagen

A2. Unterlagen zur Abgrenzung zu weiteren klima- oder energiepolitischen Instrumenten (z.B. beantragte / erhaltene Finanzhilfen, Wirkungsaufteilung)

A2.1 Wirkungsaufteilungen Projekte 3.3 und 4.6

A3. Unterlagen zur Berechnung der erwarteten Emissionsverminderungen

A3.1 Erzielte und erwartete Emissionsverminderungen_B3

A4. Unterlagen zur Wirtschaftlichkeitsanalyse

A4.1 Methodik Zusätzlichkeit

A4.2 Finanzmodell Programm BGA ID Beispiel Verstromung

A4.3 Finanzmodell Programm BGA ID Beispiel Gaseinspeisung

A4.4 Finanzmodell_ReVal_Bündel_III_4.6

A4.5 Finanzmodell_ReVal_Bündel_III_4.7

A5. Unterlagen zum Monitoring

A5.1 Ablaufschema Monitoring_Darstellung Verantwortlichkeiten_Qualitätssicherung

A5.2 Werte der fixen Parameter

A5.3 Herleitung der dynamischen Parameter und Messwerte

A5.4 Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen.

A5.5 Monitoringplan und Dokumentation_Beispiel

A6. Geschwärzte Fassung Programmbeschreibung

A6.1 Projektbeschreibung Revalidierung 2024 Bündel III_PubL.pdf

A7. Geschwärzte Fassung Validierungsbericht

A7.1 Validierungsbericht Revalidierung 2024 Bündel III _PubL.pdf

Literaturverzeichnis

Agroscope 2017: Grundlagen für die Düngung; Agroscope; 2017 (GRUD 2017)

Agroscope 2010: Das Potenzial erneuerbarer Energien im Kanton Solothurn. Abschlussbericht. Tänikon

BAFU 2020a: Standardmethode für Kompensationsprojekte des Typs „Landwirtschaftliche Biogasanlagen". Anhang K zur Mittteilung „Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland". Bundesamt für Umwelt, Geschäftsstelle Kompensation, Bern.

BAFU 2020b: Non-Road Datenbank des BAFU zu Offroad-Emissionsfaktoren. Datenbankabfrage für Traktoren aus der Landwirtschaft (Werte für Jahr 2020). https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/luft/zustand/non-road-datenbank.html

BAFU 2021b: Biogasanlagen in der Landwirtschaft. Ein Modul der Vollzugshilfe in der Landwirtschaft. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU 2020d: Switzerland's Greenhouse Gas Inventory

BAFU 2024a: Switzerland's National Inventory Document NID 2024

BAFU 2024b: Kompensation von CO2-Emissionen: Projekte und Programme. Ein Modul der Mitteilung des BAFU als Vollzugsbehörde zur CO2-Verordnung. 9. aktualisierte Ausgabe 2024; Erstausgabe 2013. Umwelt-Vollzug Nr. 1315: 69 S.

BAFU 2024c: CO2-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz. Abteilung Klima, Bern.

1990-2013; National Inventory Report including reporting elements under the Kyoto Protocol. FOEN, Climate Division, 3003 Bern, Switzerland

BAFU 2016: 7. Newsletter CO2-Kompensation in der Schweiz, 01.07.2016. Wärmeverbünde bzw. Fernwärmeprojekte in der Schweiz. Vollzugserfahrung und Studie KMPG 2015

BFE 2014: Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Filippini M., Geissmann T: Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETH Zürich, Zürichbergstrasse 18, 8032 Zürich. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

Biomasse Schweiz 2012: QM Biogas. Qualitätsmanagement für Biogasanlagen. Biomasse Schweiz, EnergieSchweiz. Online: http://www.biomasseschweiz.ch/index.php/de/qm-biogas

Genossenschaft Ökostrom Schweiz 2017: Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen. Frauenfeld

Kapitalanlage-Vergleich 2016: Vergleichsportal zum Thema Kapitalanlagen. http://www.kapitalanlage-vergleich.de

Landkreis Oldenburg (2010) Architekten und Planergespräch, Thema Genehmigung von Biogasanlagen; Antwort der Brandenburgischen Landesregierung auf die kleine Anfrage der CDU-Fraktion, Landtagsdrucksache 6/149.

LfL (2012): Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades Biogas betriebener BHKW über die Betriebsdauer. Abschlussbericht, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Institut für Landtechnik und Tierhaltung, Freising.

Ökostrom Schweiz (2022): Merkblatt: Rechtliche und technische Anforderungen an Biogasanlagen

IPCC 2006: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. Reference manual Vol. 4.

SVGW Merkblatt G100001 (2021): Eigenschaften des in der Schweiz verteilten Erdgases. Schweizerischer verein des Gas- und Wasserfaches (SVGW), Zürich.

Schweizerische Eidgenossenschaft 1998: Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 (Stand am 1. Juni 2015); Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehrs, Energie und Kommunikation (UVEK); SR 730.01

Schweizerische Eidgenossenschaft 2012: Verordnung über die Reduktion der CO2-Emissionen (CO2-Verordnung) vom 30. November 2012 (Stand am 1. Januar 2022); Der Schweizerische Bundesrat; SR 641.711

Statistik Schweiz (2020): Landesindex der Konsumentenpreise. LIK Teuerungsrechner. Online: http://www.portal-stat.admin.ch/lik_rechner/d/lik_rechner.htm

Statistik Schweiz (2016): Löhne, Erwerbseinkommen – Indikatoren. Lohnentwicklung – insgesamt. Online: http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/03/04/blank/key/lohnentwicklung/nominal_und_real.html

UNFCCC 2013: AMS-III.D Small-scale Methodology: Methane recovery in animal manure management systems, Version 19.0, Sectoral Scope 15; 23. November 2012