

0007 Landwirtschaftliche Biogasanlagen, Bündel III

Deckblatt

Dokumentversion	1.4
Datum	16.06.2021

Gesuchsteller (Unternehmen) ¹	Genossenschaft Ökostrom Schweiz
Name, Vorname	Anspach Victor
Strasse, Nr.	Technoparkstrasse 2
PLZ, Ort	8406 Winterthur
Tel.	056 444 24 71
E-Mail-Adresse	Victor.anspach@oekostromschweiz.ch

Projektentwickler (Unternehmen)	
Name, Vorname	
Kontaktperson für Rückfragen (an Stelle von Gesuchsteller)?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein
Tel.	
E-Mail-Adresse	

Gesuch

- Ersteinreichung (Art. 7 CO₂-Verordnung)
- erneute Validierung zur Verlängerung der Kreditierungsperiode (Art. 8a CO₂-Verordnung)
- erneute Validierung aufgrund einer wesentlichen Änderung (Art. 11 Abs. 3 CO₂-Verordnung)

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

Inhalt

1	Angaben zum Projekt/Programm	3
1.1	Projekt-/Programmmzusammenfassung	3
1.2	Typ und Umsetzungsform	4
1.3	Projektstandort	5
1.4	Beschreibung des Projektes/Programmes.....	6
1.4.1	Ausgangslage	6
1.4.2	Projekt-/Programmziel	6
1.4.3	Technologie.....	6
1.4.4	Programmspezifische Aspekte.....	7
1.5	Referenzszenario	9
1.6	Termine	9
2	Abgrenzung zu weiteren klima- oder energiepolitischen Instrumenten und Vermeidung von Doppelzählung	11
2.1	Finanzhilfen	11
2.2	Schnittstellen zu Unternehmen, die von der CO ₂ -Abgabe befreit sind.....	11
2.3	Doppelzählung aufgrund anderweitiger Abgeltung des ökologischen Mehrwerts.....	12
3	Berechnung ex-ante erwartete Emissionsverminderungen	13
3.1	Systemgrenze und Emissionsquellen	13
3.2	Einflussfaktoren	14
3.3	Leakage	15
3.4	Projektemissionen/Emissionen der Vorhaben	17
3.5	Referenzentwicklung	17
3.6	Erwartete Emissionsverminderungen (ex-ante)	17
4	Nachweis der Zusätzlichkeit.....	19
5	Aufbau und Umsetzung des Monitorings.....	24
5.1	Beschreibung der gewählten Nachweismethode	24
5.2	Ex-post Berechnung der anrechenbaren Emissionsverminderungen	25
5.2.1	Formeln zur ex-post Berechnung erzielter Emissionsverminderungen.....	25
5.2.2	Wirkungsaufteilung.....	31
5.3	Datenerhebung und Parameter	32
5.3.1	Fixe Parameter.....	32
5.3.2	Dynamische Parameter und Messwerte.....	35
5.3.3	Plausibilisierung der Daten und Berechnungen	42
5.3.4	Überprüfung Einflussfaktoren und der ex-ante definierten Referenzentwicklung...	42
5.4	Prozess- und Managementstruktur	43
6	Sonstiges	45
7	Kommunikation zum Gesuch und Unterschriften	47
7.1	Einverständniserklärung zur Veröffentlichung der Unterlagen.....	47
7.2	Unterschriften	48
	Anhang	49

1 Angaben zum Projekt/Programm

1.1 Projekt-/Programmmzusammenfassung

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 2017 sind für Bündel III und die Monitoring Jahre 2012 bis 2015 sind für Bündel IV abgeschlossen. Die Jahre 2016 bis 2020 resp. 2018 bis 2020, können voraussichtlich im Laufe des Jahres 2021 abgeschlossen werden.

Die erste siebenjährige Kreditierungsperiode lief am 31.12.2018 aus. Die zweite Kreditierungsperiode endet am 31.12.2021.

Mit der vorliegenden Projektbeschreibung soll nun die dritte Kreditierungsperiode vom 01.01.2022 bis voraussichtlich 31.12.2024 beantragt werden. Bei einer Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen über die Kreditierungsdauer (bspw. von drei auf fünf Jahren), wird diese Anpassung im Projektbündel entsprechend vorgenommen.

Das Projektbündel wird nur CO₂e-Reduktionen aus der Vermeidung von Methan beantragen, nicht aber CO₂-Reduktionen durch die Substitution von fossilen Brennstoffen der Biogasanlagen. 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 zukünftig auch optional 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 Vorhaben 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 2020 eine wesentliche Änderung erfahren haben.

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

1.2 Typ und Umsetzungsform

Typ	
	<input type="checkbox"/> 1.1 Nutzung und Vermeidung von Abwärme
	<input type="checkbox"/> 2.1 Effizientere Nutzung von Prozesswärme beim Endnutzer oder Optimierung von Anlagen
	<input type="checkbox"/> 2.2 Energieeffizienzsteigerung in Gebäuden
	<input type="checkbox"/> 3.1 Nutzung von Biogas ²
	<input type="checkbox"/> 3.2 Wärmeerzeugung durch Verbrennen von Biomasse mit und ohne Fernwärme
	<input type="checkbox"/> 3.3 Nutzung von Umweltwärme
	<input type="checkbox"/> 3.4 Solarenergie
	<input type="checkbox"/> 4.1 Brennstoffwechsel bei Prozesswärme
	<input type="checkbox"/> 5.1 Effizienzverbesserung im Personentransport oder Güterverkehr
	<input type="checkbox"/> 5.2 Einsatz von flüssigen biogenen Treibstoffen
	<input type="checkbox"/> 5.3 Einsatz von gasförmigen biogenen Treibstoffen
	<input type="checkbox"/> 6.1 Abfackelung bzw. energetische Nutzung von Methangas ³
	<input checked="" type="checkbox"/> 6.2 Methanvermeidung aus biogenen Abfällen ⁴
	<input type="checkbox"/> 6.3 Methanvermeidung durch Einsatz von Futtermittelzusatzstoffen in der Landwirtschaft
	<input type="checkbox"/> 7.1 Vermeidung und Substitution synthetischer Gase (HFC, NF ₃ , PFC oder SF ₆)
	<input type="checkbox"/> 8.1 Vermeidung und Substitution von Lachgas (N ₂ O)
	<input type="checkbox"/> 9.1 Biologische CO ₂ -Sequestrierung in Holzprodukten
	<input type="checkbox"/> andere: <i>Nähere Bezeichnung</i>

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.

Umsetzungsform

Einzelnes Projekt

Projektbündel

Programm

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	Agrenergie SA
Strasse, Nr.:	Chlösterliweg 11	Etablissement de Bel-lechasse	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 Biogasanlagen (anaerobe Vergärung und Energieproduktion), die Zulieferhöfe, Lagerstätten sowie die Transportwege zwischen den Zulieferbetrieben und den Biogasanlagen. Abbildung 1 gibt einen beispielhaften Überblick zu den relevanten Emissionsquellen im Projektfall. Die blau gestrichelte Linie bezeichnet die Systemgrenze (Quelle: BAFU 2019⁵).

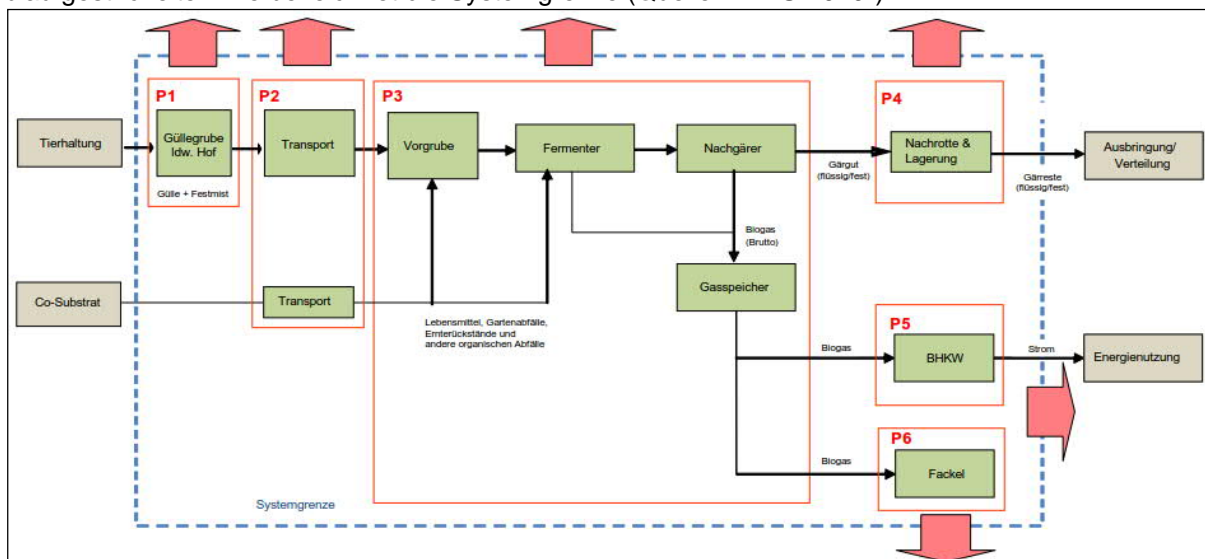


Abbildung 1: Systemgrenze des Klimaschutzprojektes (BAFU 2019⁵)

⁵ BAFU 2019: Standardmethode für Kompensationsprojekte des Typs „Landwirtschaftliche Biogasanlagen“. Anhang K zur Mitteilung „Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland“. Bundesamt für Umwelt, Geschäftsstelle Kompensation, Bern.

Emissionsquellen im Projektfall:

- P1: Lagerung des Hofdüngers beim Zulieferbetrieb
- 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: Verwertung des Biogases
- 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 zukünftig auch optional 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 $K_{Fi,y}$ rechnerisch ermittelt. Dieser Faktor $K_{Fi,y}$ 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 eingespeist, 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 Materialien 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 Tagen⁶.

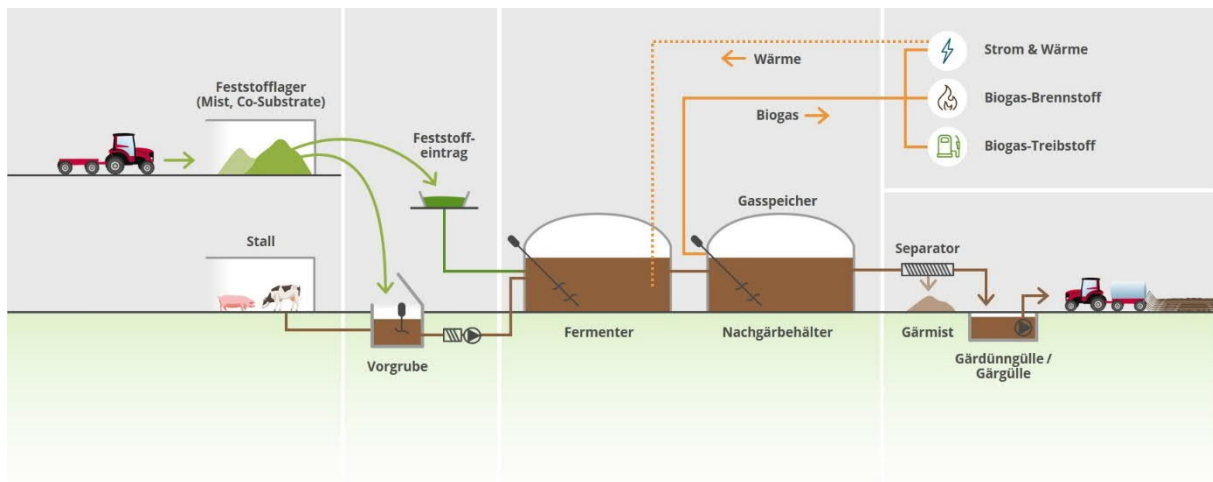


Abbildung 2: Biogasprozess (Quelle: Ökostrom Schweiz)

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

1.4.4 Programmspezifische Aspekte

Beschreibung der involvierten Akteure und der Projektstruktur

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

⁶ Quelle: BAFU (2015c): Biogasanlagen in der Landwirtschaft. Ein Modul der Vollzugshilfe in der Landwirtschaft. Bundesamt für Umwelt, Bern.

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 Ligneholle 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	██████	██████	██████	██████
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	Agrenergie 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
Anzahl BHKW	1	1	2	2
Typ BHKW	Gasmotor	Gasmotor	Gasmotor	Gasmotor
Elektrische Leistung	██████	██████	██████	██████
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	1	2
Typ BHKW	Gasmotor	Gasmotor	Zündstrahlmotor	Gasmotor
Elektrische Leistung	██████	██████	██████	██████
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 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	██████████ ██████████ ██████████	██████████		
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

Potentielle 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 nicht-gasdichten 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 Monitoringbeginn bei der ersten Biogasanlage (Bündel III)

Projekt-/Programmbeschreibung von Projekten/Programmen zur Emissionsverminderung in der Schweiz

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

	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	Bei einer Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen über die Kreditierungsdauer (bspw. von drei auf fünf Jahren), wird diese Anpassung im Projektbündel entsprechend vorgenommen.
Ende 2. Kreditierungsperiode:	31.12.2021	
Beginn 3. Kreditierungsperiode:	01.01.2022	
Ende 3. Kreditierungsperiode:	31.12.2024	

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

2.1 Finanzhilfen

Gibt es für das Projekt bzw. Vorhaben zugesprochene Finanzhilfen?

- Ja
 Nein

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 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.

Gemäss BAFU-Mitteilung (BAFU 2017; Tabelle 4, S. 17) gehört die KEV zu den Finanzhilfen i. S. v. Art. 10 Abs. 4 CO₂-Verordnung. Die BAFU-Mitteilung stellt dort klar, dass beim Bezug von KEV-Geldern Bescheinigungen für die Methanvermeidung ausgestellt werden können, ohne dass eine Wirkungsaufteilung durchgeführt werden muss (S.17, Fussnote 22).

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

Im vorliegenden Bündel haben die Projekte [REDACTED] und [REDACTED] nicht-rückzahlbare 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.

Im Verlauf der zweiten Kreditierungsperiode hat kein Projekt weitere/ neue nicht-rückzahlbare Geldleistungen erhalten.

Sollten die Projekte im Verlaufe der dritten Kreditierungsperiode beispielsweise für einen Ausbau oder für eine Ersatzinvestition nicht-rückzahlbare 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 CO₂-Abgabe befreit sind

Weisen das Projekt oder die Vorhaben des Programms Schnittstellen zu Unternehmen auf, die von der CO₂-Abgabe befreit sind?

- Ja
 Nein

Die Projekte im Bündel sind selbst nicht von der CO₂-Abgabe befreit. Theoretisch denkbar wäre hingegen, dass Unternehmen, welche erneuerbare Wärme oder Biogas 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.

2.3 Doppelzählung

Ist es möglich, dass die erzielten Emissionsverminderungen auch anderweitig quantitativ erfasst und/oder ausgewiesen werden (=Doppelzählung; s. auch Art. 10 Abs. 5 CO₂-Verordnung)?

- Ja
 Nein

Doppelzählungen wären denkbar, wenn im Projekt die Substitution fossiler Energieträger mit Biogaskwärme, 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 Biogasanlagen⁷.

Systemgrenze

Die Systemgrenze umfasst die Biogasanlage (anaerobe Vergärung und Energieproduktion), 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 blau gestrichelte Linie bezeichnet die Systemgrenze (Quelle: BAFU 2019).

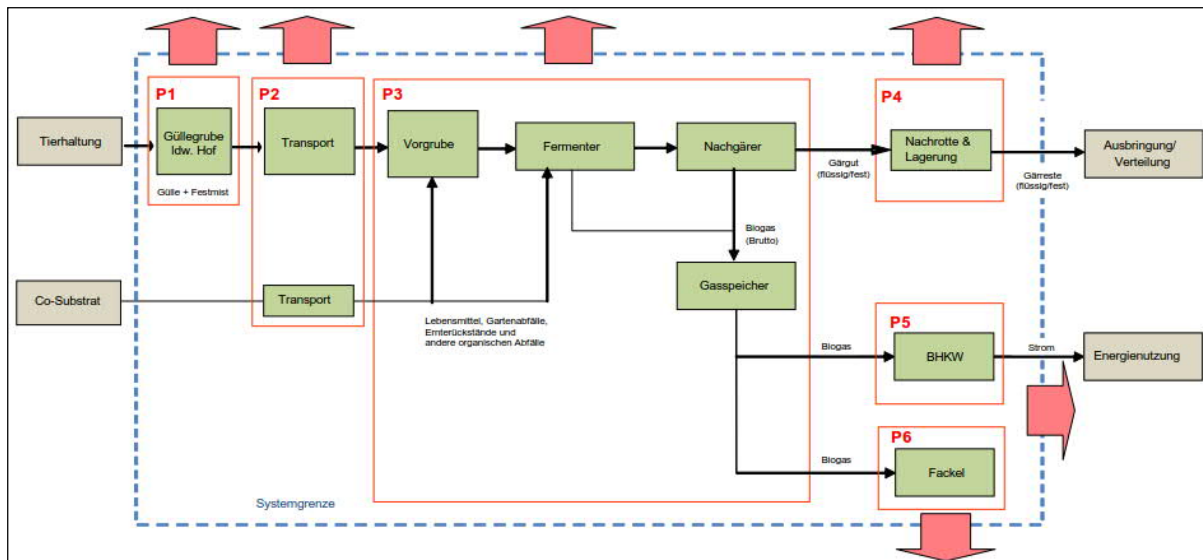


Abbildung 3: Systemgrenze des Klimaschutzprojektes

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: Verwertung des Biogases im Blockheizkraftwerk (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 2019).

Sowohl im Referenz- als auch im Projektszenario entstehen N₂O-Emissionen, welche jedoch im Verhältnis zu den CH₄ Emissionen gering sind. Zur Vereinfachung der Methodik und um Transaktionskosten möglichst niedrig zu halten werden die N₂O-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 in Höhe von 2% berücksichtigt (vgl. Kapitel 3.3 Leakage).

⁷ Genossenschaft Ökostrom Schweiz (2017): Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen. Frauenfeld

CO₂ Emissionen aus der Biogasverbrennung im BHKW werden als CO₂-neutral angesetzt, da sie Bestandteil des kurzzeitigen Kohlenstoffkreislaufs sind. Es werden im Vergleich zum Referenzszenario zusätzliche Transporte für Gärgülle und Co-Substrate getätigt, welchen in der CO₂-Bilanz in Form von Projektemissionen Rechnung getragen wird.

Tabelle 3: Einschlüsse und Ausschlüsse von Emissionsquellen

Referenz-szenario	Quelle	Gas	Ein-/Aus-schluss	Begründung, Erklärung
Referenz-szenario	Emissionen aus der Lagerung von Hofdünger (P1)	CO ₂	Ausschluss	Wird nicht berücksichtigt, da biogenes CO ₂ .
		CH ₄	Einschluss	Hauptemissionsquelle im Referenzszenario.
		N ₂ O	Ausschluss	Zur Vereinfachung nicht berücksichtigt
Projekt Aktivitäten	Lagerung des Hofdüngers beim Zuliefer-betrieb (P1)	CO ₂	Ausschluss	Wird nicht berücksichtigt, da biogenes CO ₂ .
		CH ₄	Einschluss	Natürliche Methanemissionen und Verluste.
		N ₂ O	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 ₂ O	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 ₂ O	Ausschluss	Nicht berücksichtigt da Emissionen gering
	Nachrotte und Lagerung des flüssigen und festen Vergärungsproduktes (P4)	CO ₂	Ausschluss	Wird nicht berücksichtigt, da biogenes CO ₂ .
		CH ₄	Einschluss	Kann wichtige Emissionsquelle sein. Emission wird gemessen.
		N ₂ O	Ausschluss	Zur Vereinfachung nicht berücksichtigt
	Verwertung des Biogases im BHKW (P5)	CO ₂	Ausschluss	Wird nicht berücksichtigt, da biogenes CO ₂ .
		CH ₄	Einschluss	Kann wichtige Emissionsquelle sein. Emission wird gemessen.
		N ₂ O	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 ₂ O	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 Bündel 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 Vorhaben nach Ablauf von etwaigen Übergangsfristen entsprechend anzupassen.

3.3 Leakage

Definition:

Indirekte Projektemissionen (Leakages) entstehen dadurch, dass Projektaktivitäten dazu führen, dass ausserhalb der Projektgrenzen Treibhausgasemissionen entstehen oder vermindert werden, die ohne das Projekt nicht entstanden oder vermindert worden wären.

Leakage-Effekte mit positiver und negativer Wirkung auf Treibhausgasemissionen:

Nachfolgend werden verschiedene Leakage-Effekte, welche potenziell zu einer Erhöhung oder Minderung von Treibhausgasemissionen bei einer Implementation von Klimaschutzprojekten führen können, eingehend betrachtet bzw. beschrieben:

Leakage-Effekte durch Deckelung der KEV:

Theoretisch betrachtet könnte bei einer finanziellen Deckelung der KEV-Förderung eine Klimaschutz-Biogasanlage einer anderen Biogasanlage den KEV-Platz wegnehmen, bzw. letzterer die Realisierungschancen schmälern. Da sich per 1. Januar 2015 das Wartelistenmanagement der KEV geändert hat, kann dieser Leakage-Effekt vernachlässigt werden bzw. er tritt mit dem neuen System nicht mehr zutage. Neu gibt es nämlich zwei Wartelisten und zwar eine für Solaranlagen sowie eine für alle anderen Technologien. Die Warteliste für alle anderen Technologien wird nicht mehr nach Anmeldedatum, sondern nach Projektfortschritt geführt. Das bedeutet, dass das neue Wartelistenmanagement dazu führt, dass Projekte mit einer rechtskräftigen Baubewilligung oder bereits in Betrieb genommene Projekte an die Spitze der Warteliste vorrücken und so schneller von einer Einspeisevergütung profitieren. Konkret ist es so, dass eine Anlage, welche die entsprechende Projektfortschrittmeldung einreicht, automatisch an die Spitze der Warteliste gesetzt wird (EnV Art. 3g bis 1 Abs. 4) und so im Folgejahr bei der Ausschüttung von Beiträgen prioritär behandelt wird. Entsprechend werden die Projekte ohne Projektfortschritt nach hinten durchgereicht. Dieser Systemwechsel führt letztlich dazu, dass sowohl eine Klimaschutz-Biogasanlage als auch eine andere Biogasanlage prioritär gefördert werden, sobald Projektfortschritte vorhanden sind. Damit nimmt keine Biogasanlage einer anderen den KEV-Platz weg bzw. beide Typen von Anlagen rücken automatisch an die Spitze der Warteliste.

Fazit: Der Leakage-Effekt durch die Deckelung der KEV beträgt 0.

Leakage-Effekte durch beschränkte Verfügbarkeit von Co-Substraten:

Ob für Co-Substrate mit hohem Methanproduktionspotenzial (z.B. Glycerin, Öle, Fette) ein Leakage-Effekt besteht, hängt von der mengenmässigen Verfügbarkeit dieser Substrate ab, welche sich im zeitlichen Verlauf verändern kann. In der heutigen Situation deutet nichts auf eine Knappheit dieser Co-Substrate hin bzw. der Angebotsmarkt kann die nachgefragte Menge an diesen Produkten bereitstellen. Aus Konservativitätsgründen verwendet vorliegende Methodologie dennoch einen Leakage-Faktor für beschränkte Verfügbarkeit von Co-Substraten mit hohem Methanproduktionspotenzial. Dieser Abzug beträgt für die aktuelle Angebotssituation (mit einem genügend hohen Angebot an hochenergetischen Substraten) 2% der erzielten Emissionsreduktionen und kann entsprechend in Zukunft auch nicht unterschritten werden.

Die Angebotssituation von hochenergetischen Co-Substraten wird in jeder Monitoringperiode neu überprüft. Stellt sich anlässlich dieser Überprüfung heraus, dass diese Substrate einer spürbaren Knappheit unterliegen, muss der Leakage-Faktor entsprechend erhöht werden. Zur Überprüfung werden die Entwicklungen der jeweils mengenmässig relevantesten hochenergetischen Co-Substrate (zurzeit Glycerin und Fettsäure) herangezogen. Als Indikator kann dabei die mehrjährige Entwicklung dieser Substratmengen im Verhältnis zur mehrjährigen Entwicklung der Anzahl Biogasanlagen dienen: entwickeln sich die verarbeiteten Mengen mindestens im Gleichschritt mit der Anzahl Biogasanlagen, kann davon ausgegangen werden, dass nach wie vor kein Unterangebot herrscht. Dieser Zusammenhang ist aussagekräftig, da sämtliche Klimaschutz-Biogasanlagen nur einen insgesamten Co-Substrat-Anteil von max. 20% an der zu verarbeitenden Jahresmenge einsetzen dürfen. Die übrigen 80% stammen aus Gülle und Mist. Die Überprüfung berücksichtigt die jeweilige Situation der gesamten Branche der Vergärer von hochenergetischen Co-Substraten.

Fazit: Der Leakage-Effekt durch beschränkte Verfügbarkeit beträgt aktuell 2%. Zeichnet sich in Zukunft eine spürbare Knappheit an hochenergetischen Co-Substraten ab, wird der Leakage-Faktor angemessen erhöht.

Positive Leakage-Effekte:

Ausserhalb der Systemgrenze einer landwirtschaftlichen Biogasanlage treten eine ganze Reihe positiver Leakage-Effekte auf, welche im Vergleich zum Referenzszenario bzw. durch die Realisierung einer Anlage eine Verringerung der Treibhausgasemissionen bewirken:

[REDACTED]

Aufgrund der praktischen Herausforderungen einer Quantifizierung dieser positiven Leakage-Effekten verzichtet der Projekteigner aktuell auf deren Herleitung – dies vor allem, weil eine aussagekräftige Abbildung bzw. Modellierung dieser Effekte mit viel Aufwand (zeitlich und finanziell) verbunden wäre.

Fazit: Der Leakage-Effekt durch positives Leakage beträgt 0.

Berechnung der Leakage-Effekte:

Auswirkung auf die Emissionsberechnung hat lediglich der Leakage-Effekt durch beschränkte Verfügbarkeit von Co-Substraten, während die beiden anderen Leakage-Arten mit einem Faktor von 0 versehen werden können.

Zur Bestimmung der Höhe des Leakage-Faktors durch beschränkte Verfügbarkeit von Co-Substraten wird ein Vergleich über die Entwicklung (mindestens der vergangenen 5 Jahre) der mengenmässig relevantesten hochenergetischen Co-Substrate (z.B. Glycerin, Fette) im Verhältnis zur Entwicklung der Anzahl Biogasanlagen (mindestens der vergangenen 5 Jahre) hergeleitet: entwickeln sich die verarbeiteten Mengen mindestens im Gleichschritt mit der Anzahl Biogasanlagen, kann davon ausgegangen werden, dass kein Unterangebot herrscht. In dieser Situation wird konservativerweise ein Leakagefaktor von 2% der Referenzemissionen verwendet:

$$PE_{Leakage,y} = F_{le} \times RE_{CH_4,y}$$

mit

F_{le} = Faktor für Leakage-Effekt durch beschränkte Verfügbarkeit von Co-Substraten, in %
 $RE_{CH_4, y}$ = $GWP_{CH_4} \times \sum_i MD_{y,i} \times KF_i$

Für den Vergleich werden jeweils [redacted] erhoben und dem Monitoringbericht beigelegt. Diese Erhebung findet zur Erstverifizierung 2019 und danach mindestens alle 2 Jahre statt. Stellt sich anlässlich der Erhebung heraus, dass diese Substrate einer spürbaren Knappheit unterliegen, muss der Leakage-Faktor dahingehend erhöht werden, dass er die Knappheit realitätsgetreu widerspiegelt. In einer solchen Situation ist eine auf dem oben genannten Vergleich basierende Erhöhung des Leakagefaktors herzuleiten, zu dokumentieren und dem Verifizierer vorzulegen. Die Betrachtung der Leakage durch beschränkte Verfügbarkeit hochenergetischer Co-Substrate bezieht sich auf die gesamtschweizerische Situation und berücksichtigt auch die Situation von industriellen Biogasanlagen, welche hochenergetische Substrate einsetzen. Kann der Leakage-Faktor nicht gemäss oben beschriebener Vorgehensweise schlüssig hergeleitet und verifiziert werden, wird als Leakage Faktor 10% gemäss Standardmethode BAFU genutzt.

3.4 Projektemissionen/Emissionen der Vorhaben

Die erwarteten Emissionen aus den Vorhaben leiten sich aus Prognosen der durchschnittlichen Projektemissionen auf Basis der noch nicht verifizierten Jahre der zweiten Kreditierungsperiode ab. Dabei gilt die Prämisse, dass die relativen Projektemissionen in der dritten Kreditierungsperiode gleichbleiben. Für die einzelnen Projekte werden die Projektemissionen wie in Kapitel 3.6 vorgestellt erwartet.

3.5 Referenzentwicklung

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

Für die Projekte werden die in Tabelle 4 vorgestellten Referenzemissionen erwartet.

3.6 Erwartete Emissionsverminderungen (ex-ante)

In der folgenden Tabelle wird die erwartete Emissionsverminderung in der zweiten Kreditierungsperiode abgeschätzt. Die Schätzungen basieren auf den Durchschnitts der letzten Verifizierungen.

Tabelle 4: Erwartete Emissionsverminderung in der 3. Kreditierungsperiode (Total und je Projekt)

Kalenderjahr	Erwartete Referenzentwicklung (in t CO ₂ eq)	Erwartete Projektemissionen/Emissionen des Vorhabens (in t CO ₂ eq)	Schätzung der Leakage (in t CO ₂ eq)	Erwartete Emissionsverminderungen (in t CO ₂ eq)
Total 2022*	[redacted]	[redacted]	[redacted]	7'257
Total 2023*	[redacted]	[redacted]	[redacted]	7'257
Total 2024*	[redacted]	[redacted]	[redacted]	7'257

*Schätzungen basierend auf Erfahrungen aus letzten Verifizierungen

Tabelle 5: Erwartete Emissionsverminderung in der 3. Kreditierungsperiode (je Projekt)

Projekt-/Programmbeschreibung von Projekten/Programmen zur Emissionsverminderung in der Schweiz

Bündel III Erwartete Emissionsverminderungen (in t CO₂eq)		2022	2023	2024
Projekt 3.1	Biogas ESR AG	████████████████████	████████████████████	████████████████████
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	Agrenergie SA	████████████████████	████████████████████	████████████████████
Projekt 3.8	AgriBioVal SA	████████████████████	████████████████████	████████████████████
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'Etique SA	████████████████████	████████████████████	████████████████████
Projekt 4.9	Cuachet Energies SA	████████████████████	████████████████████	████████████████████
Projekt 4.10	Biogaz Mandement	████████████████████	████████████████████	████████████████████
Subtotale		7'297	7'297	7'297

Die effektiv erzielten Emissionsverminderungen in der ersten Kreditierungsperiode sowie die über die folgenden beiden Kreditierungsperioden erwarteten Emissionsverminderungen sind in Anhang 5.5 dargestellt.

4 Nachweis der Zusätzlichkeit

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 Revalidierung 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
3.2	BioEcoEnergie SA	keine
3.3	Agrogaz Lignerolle SA	keine
3.4	Einsiedler Naturstrom AG	keine
3.6	Belgaz SA	keine
3.7	Agreenergie SA	Neues BHKW (██████████) in 2018; Ersatz von BHKW (██████████)
3.8	AgriBioVal SA	Neuer Nachgärer in 2019
3.9	Seedorf Energies SA	Keine (neues BHKW 2017 bereits im Rahmen der Revalidierung zur zweiten Kreditierungsperiode überprüft)
3.10	Vanils Energie SA	Keine (neues BHKW 2018 bereits im Rahmen der Revalidierung zur zweiten Kreditierungsperiode überprüft)
4.4	GBAC énergies SA	keine
4.6	Krone GmbH	keine
4.7	Bio-Energ'Etique SA	keine
4.9	Cuachet Energies SA	Neues BHKW (██████████) in 2017; Ersatz von BHKW (██████████)
4.10	Biogaz Mandement	keine

Für die Projekte 3.7, 3.8, und 4.9 wurde die Zusätzlichkeit erneut überprüft.

Wirtschaftlichkeitsanalyse:

Allgemeine Informationen

Im Folgenden wird eine standardisierte Methodik festgelegt, nach welcher der Nachweis der Zusätzlichkeit für alle im Rahmen dieses Projektes betrachteten Anlagen geführt werden muss.

Die Investitionsanalyse und die Renditeprognose werden auf Basis effektiv angefallener und belegter Kosten und Erträge durchgeführt. Die Projektlaufzeit und damit der Betrachtungszeitraum der Wirtschaftlichkeitsanalyse entspricht der angenommenen Nutzungsdauer einer Biogasanlage und der derzeitigen Dauer der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) und beträgt 20 Jahre. Für diese Revalidierung gilt es dabei zu beachten, dass sich die Prognose nur noch auf die Restlaufzeit bezieht bzw. auf die nach der dritten Kreditierungsperiode zu erwartenden finanziellen Kennzahlen. Zum Einsatz kommt eine standardisierte Berechnungsvorlage der Genossenschaft Ökostrom Schweiz.

Grundlagendaten

Für die Erstellung der Investitionsanalyse und Renditeprognose werden für jedes Projekt verschiedene Grundlagendaten und verschiedene Belege zu Kosten und Erträgen benötigt. Diese sind teilweise vorgegeben und teilweise vorhabenspezifisch. 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 Stromnetz) 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 zu belegen (z.B. durch eine Bauabrechnung)

Ersatzinvestitionen

Zunächst werden die effektiv bereits getätigten Ersatzinvestitionen in den betreffenden Jahren berücksichtigt. Sollte eine Anlage in den bisherigen Betriebsjahren keine Ersatzinvestitionen getätigt haben (oder dazu nicht in der Lage gewesen sein), werden anhand der jeweiligen praxisüblichen Nutzungsdauer für Ersatzinvestitionen (BHKW alle 7 Jahre und Technikinvestitionen im 10. Betriebsjahr) Ersatzinvestitionen berücksichtigt.

Einnahmen

Bei den Einnahmen aus dem Stromverkauf (die den Schlüsselparameter der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung darstellen) wird entweder ein repräsentativer durchschnittlicher Produktionswert der vergangenen Jahre als Berechnungsbasis herangezogen und auf die Folgejahre projiziert oder wenn eine wesentliche Erweiterung der Anlage getätigt wurde, der Produktionswert nach der wesentlichen Erweiterung. Wurde der Strom nach kostendeckender Einspeisevergütung verkauft, sind die KEV Erlöse berücksichtigt worden. Einnahmen aus dem Verkauf von Wärme, aus der Entsorgung von Substraten sowie übrige Einnahmen sind im Vergleich zu den Einnahmen aus dem Stromverkauf in der Regel deutlich niedriger. Diese Einnahmen basieren auf den effektiven Zahlen des letzten vollen Kalenderjahres vor der Erstellung der vorliegenden Projektbeschreibung, wobei für jede Einnahme unterschieden wird, ob es sich um eine ausserordentliche Einnahme oder um eine jährlich wiederkehrende Einnahme handelt. Nur letztere werden verwendet, um diese Einnahmen für die kommenden Jahre vorauszusagen bzw. abzuschätzen.

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. In den Betriebskosten nicht integriert sind Zinsaufwände für Fremdkapitaldarlehen. Die berücksichtigten und ausgewiesenen Kosten basieren auf den effektiven Zahlen des letzten vollen Kalenderjahres vor der Erstellung der vorliegenden Projektbeschreibung und dienen als Basis für Voraussage bzw. die Abschätzung der Kosten für die kommenden Jahre. Dabei wird für jede Kostenposition unterschieden, ob es sich um ausserordentliche oder um jährlich wiederkehrende Kosten handelt, wobei nur letztere für die Prognoserechnungen berücksichtigt werden. Dieser Ansatz wird als konservativ betrachtet, da die Kosten (insbesondere Unterhalt, Wartung, Instandstellung) in den ersten Betriebsjahren geringer sind bzw. mit zunehmendem Alter der Anlage steigen. Dasselbe gilt für Kosten der Substratbeschaffung, denn es ist in keiner Weise davon auszugehen, dass diese Kosten kurz- bis mittelfristig sinken könnten – es ist viel eher mit einem weiteren Anstieg zu rechnen. Für alle übrigen Kostenpositionen (Personal, Analytik, Versicherungen, Verwaltung) lässt sich eine mindestens konstante Tendenz festhalten.

Die Kosten für den Rückbau müssen gemäss Baugenehmigung berücksichtigt werden. Die Höhe der Rückbaukosten kann auf Basis der Regelungen in Deutschland⁸ 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 2020) für die allgemeine gewichtete Teuerung von Waren⁹ und die langfristige Entwicklung des Lohnniveaus¹⁰ (BfS 2020). Die Stromerlöse sind über einen Zeitraum von 20 Jahren fixiert und unterliegen keiner Teuerung.

Finanzielle Kenndaten

Es werden die folgenden finanziellen Kenndaten herangezogen, um die Wirtschaftlichkeit des Projektes zu beurteilen:

- IRR (Internal Rate of Return, Kapitalrendite)
- NPV (Net Present Value)

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

Benchmark / Vergleichswert

Ein direkter Vergleich des Projektes mit bereits realisierten BGA ist innerhalb der Schweiz nicht möglich, da es keine öffentlich zugänglichen Informationen über die finanziellen Kenndaten bestehender Anlagen gibt. Es wurde daher auf Basis von öffentlichen Informationen über Investitionen im Energiesektor ein Vergleichswert für die finanzielle Attraktivität von Biogasanlagen, wie sie in diesem Projekt beschrieben werden, geschätzt.

Tabelle 6: Übersicht der Renditen in der Schweiz

Quelle	Rendite	Bemerkung
Agroscope (2010) ¹¹ : Das Potenzial erneuerbarer Energien im Kanton Solothurn. Abschlussbericht	[REDACTED]	Spanne typischer Photovoltaikanlagen in der Schweiz
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

⁸ 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.

⁹ http://www.portal-stat.admin.ch/liik_rechner/d/liik_rechner.htm

¹⁰ http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/03/04/blank/key/lohnentwicklung/nominal_und_real.html

¹¹ Agroscope (2010): Das Potenzial erneuerbarer Energien im Kanton Solothurn. Abschlussbericht. Tänikon

Kapitalanlage-Vergleich 2016 http://www.kapitalanlage-vergleich.de/solarfonds/	●	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.

Bei Biogasanlagen ist die anaerobe Fermentation ein hochkomplexes Mineralisationsverfahren, in welchem durch unterschiedliche Bakterienstämme (z.B. fakultativ anaerob, essig-/ säurebildend, methanbildend) biologische Abbaustufen wie Hydrolyse, Versäuerung, Essigsäurebildung und Methanbildung simultan bzw. in Reihe durchlaufen werden. Der Gesamtprozess der Fermentation ist vor diesem Hintergrund sensibel gegen Temperaturschwankungen und insbesondere gegen Konzentrationsschwankungen des Inputmaterials, da sich die Mikroorganismen auf das Substrat adaptieren müssen. Die beschriebenen Schwankungen hinsichtlich Konsistenz des Inputmaterials und Temperaturführung ziehen systemimmanent Reduktionen des Gasertrags, und damit Reduktionen der produzierten und eingespeisten elektrischen Energiemenge nach sich. Aus Investorensicht stellt allein der biologische Prozess einen Unsicherheitsfaktor dar, der mit Risikoabschlägen zu berücksichtigen ist.

Neben biologischen Unsicherheitsfaktoren, gibt es bei Biogasanlagen eine ganze Reihe produktionstechnischer, maschineller Risiken. Ein Beispiel dafür kann das folgende sein: Die den Biogasanlagen nachgeschalteten Blockheizkraftwerken werden auf einen festen Methangehalt des zugeleiteten Biogases eingestellt. Aufgrund von Konzentrationsinhomogenitäten des Inputmaterials (s.o.) stellen sich jedoch Schwankungen im Methangehalt ein, die automatisch zu Leistungsverminderung der Motoren und damit zu Defiziten der Energieausbeute führen. Darüber hinaus führen Spurengase im Biogas, die vermehrt bei suboptimalem Gärungsprozess entstehen, zu erhöhtem Verschleiss und Reparaturaufwendungen, sowie zu Motorenausfällen mit entsprechenden Produktionsstillständen für den einzuspeisenden elektrischen Strom.

Daneben besteht eine hohe Volatilität der Einnahmen- und Ausgabenströme, die aus Investorensicht ein Engagement erschwert. Die Stromproduktion kann im Jahresverlauf sehr stark schwanken. Gründe dafür können produktionstechnische oder biologische Probleme (siehe oben) 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.

Darüber hinaus stellen sich vielen Biogasprojekten organisatorische Herausforderungen. Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieprojekten sind eine grosse Anzahl von Biomasselieferanten und Beteiligten in der Betreibergesellschaft involviert. Dies stellt die Betriebsführung kompliziert dar, erhöht das Organisationsrisiko und erschwert die langfristige Kalkulation der Substratversorgung einer Biogasanlage.

Es gibt auf Investoren-Seite meist nur geringe Erfahrungen mit Biogasanlagen. Auch wenn Planungsbüros hinzugezogen werden, bleibt das Investitionsrisiko sehr hoch, so dass ein angemessener Benchmark für die Risikoabgeltung definiert werden muss. Als Ansatz für die Bewertung der Additionalität soll deshalb der Benchmark vor [REDACTED] verwendet werden.

Die Höhe des IRR inkl. Erlösen aus CO₂-Zertifikaten muss gemäss Vollzugsanweisung absolut betrachtet mindestens 2% höher sein als ohne Erlöse aus CO₂-Zertifikaten um den Beitrag der CO₂- Zertifikate zur Überwindung der Unwirtschaftlichkeit zu belegen.

Es ergeben sich die **finanziellen Kenndaten des Benchmarks** zu:

- [REDACTED] Kapitalrendite (IRR)
- IRR absolut betrachtet mind. 2% höher als ohne Erlöse aus CO₂-Zertifikaten

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 3.7	Projekt 3.8	Projekt 4.9	
Projektname	Agrenergie SA	AgriBioVal SA	Cuachet Energies SA	
IRR ohne Erlöse aus Bescheinigungen, in %				
<i>Wahrscheinliches Szenario</i>	[REDACTED]			
<i>Maximalszenario</i>	[REDACTED]			
Differenz IRR (inkl. zu exkl. Erlöse aus Bescheinigungen, in % Punkten)	[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. Alle Projekte erzielen eine um mindestens 2% höhere Kapitalrendite, sobald die Einnahmen aus dem Erlös der CO₂-Reduktionsbescheinigungen miteingerechnet werden.

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 und ein Gasanalysegerät die Biogaszusammensetzung messen oder die Methanmenge via Stromproduktion, Methangehalt und Wirkungsgrad des BHKW errechnet wird. Es werden die Inputsubstratmengen von Hofdünger und von Co-Substraten durch Wiegen, bzw. Volumenmessungen bei der Annahme an der Biogasanlage protokolliert. 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 vernichtet bzw. verbrannt wurde:

$$MD_{y,total} = BGP_y \times MC_y \times \rho_{CH_4}$$

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 Nm ³
MC_y	= Methangehalt im Biogas im Jahr y, in %
ρ_{CH_4}	= Dichte von Methan, in t/m ³

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.

Option II: indirekte Messung der Biogasproduktion (BHKW)

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

$$MD_{y,total} = \rho_{CH_4} \times E_{PRO,y} / (\eta_{CHP-el} \times E_{CH_4})$$

mit:

$MD_{y,total}$	= gesamtes in der Biogasanlage verbranntes Methan im Jahr y, in tCH ₄
ρ_{CH_4}	= 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_{CH_4}	= Energiegehalt von Methan (10 kWh/m ³)

Alle Projekte arbeiten mit Option II zur Bestimmung der Methanmenge. Sollten im Verlaufe der zweiten 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 0.5% 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 Vorhaben und des gesamten Bündels ergeben sich aus den Emissionen in der Referenzentwicklung minus der Projektmissionen der Vorhaben.

$$ER_{y, ex-post} = RE_{CH4, y, ex-post} - PE_{gesamt, y, ex-post} - PE_{Leakage, y, ex-post}$$

mit:

$ER_{y, ex-post}$	= Emissionsverminderung im Jahr y, in t CO ₂ e
$RE_{CH_4, y, ex-post}$	= Referenzemissionen aus der Vermeidung von Methanemissionen durch Methanumwandlung im Jahr y, in t CO ₂ e
$PE_{gesamt, y, ex-post}$	= Gesamte Projektemissionen im Jahr y, in t CO ₂ e
$PE_{Leakage, y, ex-post}$	= Leakage-Effekte im Jahr y, in t CO ₂ e

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:

$$RE_{CH_4, y, ex-post} = GWP_{CH_4} \times \sum_i MD_{y,i} \times KF_i$$

mit:

$RE_{CH_4, y, ex-post}$	= Referenzemissionen aus der Vermeidung von Methanemissionen durch Methanumwandlung im Jahr y, in tCO ₂ e
y	= Jahr des Monitorings
$MD_{y,i}$	= Aus Hofdünger der Kategorie i erzeugtes Methan im Jahr y, in t CH ₄
GWP_{CH_4}	= Global Warming Potential [Faktor]
KF_i	= Korrelationsfaktor für den Hofdünger der Kategorie i

Dabei wird die Methanmenge MD_{y,i} bestimmt durch:

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

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 verbranntes 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-Ansatz¹² [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:

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

mit:

- $PE_{Lager, y}$ = Methanemissionen aus der Vorlagerdauer von Hofdünger (bevor dieser in die Biogasanlage geführt wird) , im Jahr y, in t CO₂e
 $PE_{V, y}$ = Methanemissionen der gesamten Biogasanlage im Jahr y, gemessen durch externen Messdienst, in t CO₂e
 $PE_{F, y}$ = Methanemissionen bei Verwendung der Notfackel im Jahr y, in t CO₂e
 $PE_{T, y}$ = CO₂-Emissionen durch Biomassetransport im Jahr y, in t CO₂e

Diese aufgelisteten Definitionen lassen sich den in Tabelle 7 beschriebenen relevanten Emissionsquellen sowie den unter Kapitel 4.3 (Leakage) beschriebenen Leakage-Effekten 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)

¹² Quelle: UNFCCC 2013

$PE_{V,y}$	<ul style="list-style-type: none"> - Gasverluste entlang des gesamten Vergärungsprozesses (P3) - Nachrotte und Lagerung des flüssigen und festen Vergärungsproduktes (P4) - Verwertung des Biogases im Blockheizkraftwerk (BHKW) (P5)
$PE_{F,y}$	<ul style="list-style-type: none"> - Emissionen aus der Abfackelung von Biogas (P6)
$PE_{T,y}$	<ul style="list-style-type: none"> - 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

$PE_{Lager,y}$	<p>Für die Ermittlung von $PE_{Lager,y}$ ist eine der folgenden Optionen anzuwenden:</p> <p>a) Konservative Modellrechnung: Anwendung von Formel 5 aus der Standardmethode:</p> $PE_{Lager,y} = GWP_{CH_4} \times \sum_j [ME_{j,y} \times ((14.49 \times (e^{-0.069} \times Al_j - 1))/(Al_j) + 1)]$ <p>mit:</p> <p>$PE_{Lager,y}$ = Erwartete Methanemissionen aus gelagertem Hofdünger für das Jahr y (t CO₂eq)</p> <p>GWP_{CH_4} = Global Warming Potential</p> <p>$ME_{j,y}$ = Erwartete Methanemissionen für das Jahr y (tCH₄/a) aus der Hofdüngerlagerung auf dem Zulieferbetrieb und Aufstallungssystem¹³ j</p> <p>j = Zulieferbetrieb und Aufstallungssystem j, welcher im Projekt-szenario Hofdünger an die Biogasanlage liefert.</p> <p>0.069 = Konstante Degradationsrate (UNFCCC 2012, Formel 15)</p> <p>Al_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 (Vol_{Lager}) und des Volumens der gesamten im Jahr (für die Biogasanlage oder für direkte Ausbringung auf dem Feld) entnommenen Hofdüngermengen ($Vol_{HD\ tot}$) multipliziert mit 365. Das Volumen $Vol_{HD\ tot}$ berechnet sich aus dem Quotienten der Masse der gesamten Hofdüngermenge pro Jahr (des betrachteten Aufstallungssystems) und der mittleren Dichte des betrachteten Hofdüngers.</p> $Al_j = [Vol_{Lager}/Vol_{HD\ tot}] \times 365$ <p>Wobei gilt:</p> <p>Vol_{Lager} = Mittleres Volumen der gelagerten Hofdüngermenge = „Volumen bei einem mittleren Güllestand im Güllelager“ (m³)</p> <p>$Vol_{HD\ tot}$ = Volumen der gesamten im Jahr (für die Biogasanlage oder für direkte Ausbringung auf dem Feld) entnommenen Hofdüngermenge (m³)</p>
----------------	--

¹³ Werden pro Zulieferbetrieb mehrere Aufstallungssysteme verwendet, so bezeichnet j jeweils eine Kombination von einem Zulieferbetrieb und einem Aufstallungssystem.

	<p>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)].</p>
$PE_{V,y}$	<p>Die Methanemissionen auf jeder Anlage werden jährlich durch ein externes Messbüro erfasst und in einem Bericht in t CO₂e/a ausgewiesen. 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):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Gasverluste entlang des gesamten Vergärungsprozesses (P3) – Nachrotte und Lagerung des flüssigen und festen Vergärungsproduktes (P4) – Verwertung des Biogases im Blockheizkraftwerk (P5) <p>Existiert kein Messbericht für die betreffende Periode, oder ist der Messbericht unvollständig, sind die Emissionsquellen in konservativer Weise folgendermassen abzuschätzen:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 CH₄ pro Tonne Nachrotte. – Verwertung des Biogases im Blockheizkraftwerk (P5): CH₄-Emissionen aus der Abluft des Gasmotors müssen in jedem Fall gemessen werden. <p>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.</p> <p>*Qualitätsmanagement gemäss Handbuch Qualitätsmanagement Biogas (Biomasse Schweiz, 2012).</p>
$PE_{F,y}$	<p>Die in Notfällen zur Methanverbrennung genutzte Notfackel verbrennt mehr als 99% des eingehenden Methans, wobei aus Konservativitätsgründen für diese Projektmission 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:</p> $PE_{F,y} = MD_{y,total} \times FT_{Flare} / (8.760 \times (1 - EF_{Flare})) \times GWP_{CH4}$ <p>mit:</p> <ul style="list-style-type: none"> $PE_{F,y}$ = jährliche Projektmissionen durch unvollständige Methanverbrennung, in t CO₂e $MD_{y,total}$ = gesamtes in der Biogasanlage verbranntes Methan im Jahr y, in t CH₄ 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%)
$PE_{T,y}$	<p>Die Biogasanlage wird mit Hofdünger und Co-Substraten beschickt. Hofdünger kann unterteilt werden in flüssigen Hofdünger (Gülle) und festen Hofdünger (Mist).</p>

	<p>Diese müssen zur Anlage transportiert werden. Die dadurch entstehenden Emissionen werden durch den Treibstoffverbrauch resp. die CO₂-Emissionen der Transportfahrzeuge berechnet, die dazu eingesetzt wurden¹⁴.</p> <p>Zur Bestimmung von $PE_{T,y}$ stehen drei Optionen zur Wahl:</p> <p><u>Erste Option:</u> Die Emissionen aus dem Transport werden über die Fahrdauer und anhand eines Emissionsfaktors gerechnet.</p> <p style="text-align: center;">Dabei gilt: $PE_{T,y} = \sum F_{j,y} \times D_j \times EF_t$</p> <p style="text-align: center;">mit</p> <p>$PE_{T,y}$ Transportemissionen aus allen unternommenen Fahrten inklusive Rückfahrten für Transporte von Hofdünger, Co-Substrate und Gärreste im Jahr y (tCO₂eq).</p> <p>$F_{j,y}$ Anzahl Lieferfahrten im Jahr y für Hofdünger oder , Co-Substrate und Gärreste von Zulieferbetrieb j zur Biogasanlage (oder von der Biogasanlage zu Zulieferbetrieb j).</p> <p>D_j Fahrdauer einer Lieferfahrt vom Zulieferbetrieb j zur Anlage und zurück zum Zulieferbetrieb (min). Falls die Fahrzeit nicht erfasst wurde, kann diese über die zurückgelegten Distanzen und mittleren Geschwindigkeiten geschätzt werden.</p> <p>EF_t Emissionsfaktor pro Betriebsminute. Traktor: 0.24 kg CO₂/min (Offroad Datenbank BAFU, 2020¹⁵)</p> <p><u>Zweite Option:</u> Die Emissionen aus dem Transport werden über die zurückgelegte Distanz und anhand eines Emissionsfaktors bestimmt.</p> <p style="text-align: center;">Dabei gilt: $PE_{T,y} = \sum F_{j,y} \times Dist_j \times EF_s$</p> <p style="text-align: center;">mit</p> <p>$PE_{T,y}$ Transportemissionen aus allen unternommenen Fahrten inklusive Rückfahrten für Transporte von Hofdünger, Co-Substrate und Gärreste im Jahr y (tCO₂eq) .</p> <p>$F_{j,y}$ Anzahl Lieferfahrten im Jahr y für Hofdünger oder , Co-Substrate und Gärreste von Zulieferbetrieb j zur Biogasanlage (oder von der Biogasanlage zu Zulieferbetrieb j).</p> <p>$Dist_j$ Distanz einer Lieferfahrt vom Zulieferbetrieb j zur Anlage und zurück zum Zulieferbetrieb (km).</p> <p>EF_s Emissionsfaktor pro gefahrenem km: 0.36 kgCO₂/km (Offroad Datenbank BAFU, 2020¹⁶)</p>
--	--

¹⁴ Details zu den Transportemissionen finden sich im Methodenbeschrieb Genossenschaft Ökostrom Schweiz (2016): Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen.

¹⁵ Abfrage für Traktoren Landwirtschaft im Jahr 2020.

¹⁶ Abfrage für Traktoren Landwirtschaft im Jahr 2020: 14.4 kg CO₂/h bei einer angenommenen Durchschnittsgeschwindigkeit von 40km/h

	<p><u>Dritte Option (Pauschaler Ansatz)</u>: die Projektemissionen werden abgeschätzt, indem eine feste konservative Pauschale (in tCO_{2e}) in Prozent der Referzemissionen bestimmt und der Reduktionsleistung abgezogen wird¹⁷. Dabei gilt:</p> $PE_{T,y} = \text{[Blau]} \times RE_{CH_4, y, ex-post}$ <p>mit</p> <p>$PE_{T,y}$ Transportemissionen aus allen unternommenen Fahrten inklusive Rückfahrten für Transporte von Hofdünger, Co-Substrate und Gärreste im Jahr y (tCO_{2eq})</p> <p>$RE_{CH_4, y, ex-post}$ $GWP_{CH_4} \times \sum_i MD_{y,i} \times KFi$</p>
--	---

Die Leakage-Effekte werden wie folgt berechnet:

Die Beschreibung der verschiedenen Arten von Leakage-Effekten ist in Kapitel 4.3 detailliert wiedergegeben. Auswirkung auf die Emissionsberechnung hat dabei lediglich der Leakage-Effekt durch beschränkte Verfügbarkeit von Co-Substraten, während die beiden anderen Leakage-Arten mit einem Faktor von 0 versehen werden können:

$PE_{Leakage,y}$ = $F_{le} \times RE_{CH_4, y}$
mit

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

$RE_{CH_4, y}$ = $GWP_{CH_4} \times \sum_i MD_{y,i} \times KFi$

Der Mechanismus einer Anpassung der Höhe des Abzugsfaktors ist ebenfalls in Kapitel 4.3 (Leakage) wiedergegeben.

Kann der Leakage-Faktor nicht gemäss der beschriebenen Vorgehensweise schlüssig hergeleitet und verifiziert werden, wird als Leakage Faktor 10% gemäss Standardmethode BAFU genutzt.

5.2.2 Wirkungsaufteilung

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

In den Projekten [Blau] und [Blau] wurden nicht-rückzahlbare Geldleistungen für die Biogasanlage aus kantonalen Förderprogrammen bezogen. Eine Wirkungsaufteilung wurde nach Option 2B vorgenommen und bereits anlässlich der Re-Validierung zur zweiten Kreditierungsperiode geprüft.

Im Verlauf der zweiten Kreditierungsperiode hat kein Projekt weitere/ neue nicht-rückzahlbare Geldleistungen für die Biogasanlage erhalten.

Sollten Projekte im Verlaufe der dritten Kreditierungsperiode beispielsweise für einen Ausbau oder für eine Ersatzinvestition nicht-rückzahlbare Geldleistungen der öffentlichen Hand beantragen bzw. erhalten, dann gilt für diese Finanzhilfen folgende Regelung:

¹⁷ 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 2016)

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_{CH_4}
Einheit	t/m ³
Beschreibung	Dichte von Methan
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Standardmethode für Kompensationsprojekte des Typs „Landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (BAFU 2019) / Ökostrom Schweiz
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_{CH_4}
Einheit	Faktor
Beschreibung	Globales Erwärmungspotenzial
Datenquelle/ Verantwortliche Person	CO ₂ -Verordnung (SR 641.711) / Ökostrom Schweiz
Festlegung	Anlässlich der Validierung und der Re-Validierungen
Anpassungen	Bei Inkrafttreten einer revidierten CO ₂ Verordnung. Am Beispiel der totalrevidierten CO ₂ Verordnung, die voraussichtlich zum 01.01.2022 in Kraft tritt, würde dies bedeuten, dass der angepasste Parameter zum Monitoring 2022 angewendet würde.
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 Hofdünger-kategorie 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 Hofdünger-kategorie 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.
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
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 Hofdüngerategorie 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_{CH_4} , GWP_{CH_4} , 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 nur 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	$H_2O_{i,y}$
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_2O) zur Anwendung.
Häufigkeit der Bestimmung	Für jede Monitoringperiode
QS/QM-Verfahren	-

Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Detaillierte Anforderungen zur Erhebung von $H_2O_{i,y}$ befinden sich in Anhang A5.3
Daten/Parameter	$PE_{v,y}$
Einheit	tCO ₂ e
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 Gasetektion
Häufigkeit der Messung	Jährlich
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) Verwertung des Biogases im Blockheizkraftwerk (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	Fahrdauer 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 Fahrdauer 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	Für jede Kreditierungsperiode. 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	Für jede Kreditierungsperiode. 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 Tiefstremist und Erhebung der Anzahl an Milch- und Mutterkühen im Vergleich zur Anzahl an übrigen Rindern
Häufigkeit der Bestimmung	Für jede Kreditierungsperiode. 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	Al_j
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.)	Al _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	% (basierend auf Subparameter a:) Tonnen (to) hochenergetische Co-Substrate und b:) Anzahl (#) in Betrieb stehender Biogasanlagen)
Beschreibung	Faktor für Leakage-Effekt durch beschränkte Verfügbarkeit von Co-Substraten
Datenquelle/ Verantwortliche Person	Branche, Statistiken
Vorgehen für Bestimmung	[REDACTED]
Häufigkeit der Bestimmung	Mindestens alle 2 Jahre
QS/QM-Verfahren	-
Datenarchivierung	10 Jahre
Kommentare (ev.)	Kann der Leakage-Faktor nicht gemäss der beschriebenen Vorgehensweise schlüssig hergeleitet und verifiziert werden, wird als Leakage Faktor 10% gemäss Standardmethode BAFU genutzt.
Daten/Parameter	$MCF_{i,y}$
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

	<p>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).</p> <p>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).</p>
--	---

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. 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 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.

- 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 Vorhaben wie z.B. Gasvolumenmessgeräte oder CH₄-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 im 6-Augenprinzip 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 Projektleitung.

Datensicherung:

Die Archivierung der Daten erfolgt zentral beim Projekteigner 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, Prozessüberwachung und Leckererkennung), 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 / Lorenz Köhli / Bereichsleiter Klimaschutz
---------------	---

Verfasser des Monitoringberichts	Genossenschaft Ökostrom Schweiz / Lorenz Köhli / Bereichsleiter Klimaschutz
Qualitätssicherung	Genossenschaft Ökostrom Schweiz / Victor Anspach / Stv. Bereichsleiter Klimaschutz
Datenarchivierung	Genossenschaft Ökostrom Schweiz / Lorenz Köhli / Bereichsleiter Klimaschutz

6 Sonstiges

Sonstige Monitoringbestandteile, welche aus FARs der anderen Bündel und des Programms von Ökostrom Schweiz abgeleitet wurden

1.: Im Monitoringbericht wird jährlich aufgezeigt, ob wesentliche Änderungen im Sinne der BAFU-Mitteilung vorliegen (z.B. Bau eines zusätzlichen BHKW, wesentlich erhöhte Stromerlöse). Insbesondere wird aufgezeigt, inwieweit die effektiven Stromerlöse den Annahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse entsprechen. Was die Betriebskosten und Annahmen bezüglich Ersatzinvestitionen betrifft, genügt eine erneute Prüfung nach Ablauf der dreijährigen Kreditierungsperiode, da erst dann erkennbar wird, ob Änderungen einmalig sind, oder ob sie einen Trend widerspiegeln.

2.: Da das Monitoringverfahren gewisse projektspezifische 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 (eta_{CHP-ei}) angegeben und belegt.
- c) Welche der zugelassenen Instrumente zur Erhebung von Hofdünger (A1 bis A6, resp. B1 bis B3, gemäss Anhang A7-3 der Projektbeschreibung) zur Anwendung kommen.
- d) Im Falle einer Umrechnung von Co-Substraten von Volumen zu Gewicht wird die Dichte angegeben und belegt.

3.: Die Methodik verlangt Daten zur spezifischen Biogasproduktion BG_n und zum OS-Gehalt aller Co-Substrate, die in der sogenannten Co-Substratliste aufgeführt werden. Die aktuelle Fassung dieser Co-Substrat-Liste wird dem Verifizierer jährlich zur Prüfung vorgelegt. 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 geachtet, dass die spezifische Biogasproduktion BG_n von energiereichen Co-Substraten (z.B. Öle, Fette, Glycerin) auf keinen Fall unterschätzt wird.

4.: Genügende Lagerkapazitäten: Im Rahmen des ersten Monitorings der neuen Kreditierungsperiode werden die dannzumal gültigen Betriebsbewilligungen der Biogasanlagen den Monitoringunterlagen beigelegt. Zusätzlich wird im Monitoringbericht die Lagerkapazität aller Behälter (Fermenter, Nachgärer und Endlager) festgehalten und die daraus ermittelte Gesamtverweilzeit der eingebrachten Stoffe bestimmt.

5.: Abdeckung Endlager: Die Art der Abdeckung der Endlager wird im ersten Monitoringbericht der zweiten Kreditierungsperiode explizit festgehalten (Text und allfällige Fotos). Falls eine natürliche Schwimmschicht vorhanden ist, soll zudem aufgezeigt werden, inwiefern diese dem aktuellen Stand der Technik entspricht. Sofern die Abdeckung nicht permanent baulicher Art ist, wird der Verifizierer die Situation jährlich überprüfen.

6.: Restmethangehalt der Vergärungsprodukte: Bei jedem Monitoringbericht wird festgehalten, wie sichergestellt ist, dass allfällige Methanemissionen aus der Lagerung der Vergärungsprodukte korrekt erfasst und in Abzug gebracht werden. Es wird im ersten Monitoring der neuen Kreditierungsperiode explizit erwähnt werden, wie die Endlagerung bei jeder Anlage erfolgt und wie die Emissionen der Vergärungsprodukte dort gemessen oder berücksichtigt werden. Die Begriffe werden so gewählt, dass klar ist, um welche Lager es sich handelt.

7 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

7.1 Einverständniserklärung zur Veröffentlichung der Unterlagen

Das Bundesamt für Umwelt BAFU kann unter Wahrung des Geschäfts- und Fabrikationsgeheimnisses Gesuchsunterlagen veröffentlichen (Art. 14 CO₂-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

- 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 A6.

Dokument	Version	Datum	Prüfstelle & Auftraggeber
Validierungsbericht (inkl. Checkliste)	1.1	22.06.2021	SGS (im Auftrag von <i>Ökostrom Schweiz</i>)

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 A7

7.2 Unterschriften

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

Ort, Datum	Name, Funktion und Unterschrift des Gesuchstellers
Winterthur; 23.06.21	Victor Anspach, Stv. Bereichsleiter Klimaschutz

Anhang

- A1. Unterlagen zu Angaben und Beschreibung des Projekts, Programms inkl. Vorhaben (z.B. Technische Datenblätter, Belege für den Umsetzungsbeginn)
Keine
- A2. Unterlagen zur Abgrenzung zu weiteren klima- oder energiepolitischen Instrumenten (z.B. beantragte / erhaltene Finanzhilfen, Wirkungsaufteilung)
 - A2.1 Wirkungsaufteilung Projekt 3.3
 - A2.2 Wirkungsaufteilung Projekt 4.6
- A3. Unterlagen zur Berechnung der erwarteten Emissionsverminderungen
Keine
- A4. Unterlagen zur Wirtschaftlichkeitsanalyse
 - A4.1 Finanzmodell_ReVal_Bündel_3.7_ergänzt
 - A4.2 Finanzmodell_ReVal_Bündel_3.8_ergänzt
 - A4.3 Finanzmodell_ReVal_Bündel_4.9_ergänzt
 - A4.4 Finanzmodell_ReVal_Bündel_3.6_ergänzt
 - A4.5 Finanzmodell_ReVal_Bündel_4.10_ergänzt
 - A4.6 Prüfung Abweichungen Stromproduktion
- 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 Erzielte und erwartete Emissionsverminderungen
 - A5.6 Entwicklung Mengen CoS und #BGAs 2007-2019
- A6. Geschwärzte Fassung Projekt-/Programmbeschreibung
 - A6.1 Projektbeschreibung Re-Validierung Projekt 0007 (Bündel III)_1.4_PubL
- A7. Geschwärzte Fassung Validierungsbericht
 - A7.1 Validierungsbericht Re-Validierung Projekt 0007 (Bündel III)_1.1_PubL

Literaturverzeichnis

- Agroscope 2017: Grundlagen für die Düngung; Agroscope; 2017 (GRUD 2017)
- Agroscope 2010: Das Potenzial erneuerbarer Energien im Kanton Solothurn. Abschlussbericht. Tänikon
- BAFU 2019: Standardmethode für Kompensationsprojekte des Typs „Landwirtschaftliche Biogasanlagen“. Anhang K zur Mitteilung „Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland“. Bundesamt für Umwelt, Geschäftsstelle Kompensation, Bern.
- BAFU 2020: 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 2015c: Biogasanlagen in der Landwirtschaft. Ein Modul der Vollzugshilfe in der Landwirtschaft. Bundesamt für Umwelt, Bern.
- BAFU 2020d: Switzerland's Greenhouse Gas Inventory
- 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
- BAFU 2017: Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland. Bundesamt für Umwelt, Bern.
- 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.
- IPCC 2006: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. Reference manual Vol. 4.
- 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. Mai 2015); 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