CO2-KOMPENSATIONSMASSNAHMEN
PROJEKTANTRAG
VERSION 01 – IN KRAFT AB: 01.10.2008

Inhaltsverzeichnis:

A. BESCHREIBUNG DER PROJEKTAKTIVITÄT 3
A.1 Titel der Projektaktivität und Zeitrahmen 3
A.2. Kurze Beschreibung der Projektaktivität 3
A.3. Projekteigner und -partner 8
A.4. Technische Beschreibung der Projektaktivität 8
A.4.1. Standorte der Projektaktivität 10
A.4.2. Kategorie und Typ der Projektaktivität 11
A.4.3. Projektgrenze 11
A.4.4. Förderbeiträge 13
B. PROJEKTZEITRAUM 14
B.1 Dauer der Projektaktivität 14
B.1.1. Beginn der Projektaktivität 14
B.1.2. Erwartetes Ende der Projektaktivität 14
B.2 Beginn der ersten Kreditierungsperiode 14
C. ANWENDUNG DER REFERENZ- UND MONITORING METHODE 15
C.1. Angabe der Referenz- und Monitoring Methode 15
C.2. Beschreibung der Referenzentwicklung 15
C.3. Investitionsadditionalität 19
C.3.1 Nachweis, dass der Projektbeginn noch aussteht und dass die 19
Kompensationsmassnahme ernsthaft in der Planungsphase berücksichtigt wurde 19
C.3.2 Gesetzeskonforme Alternativen 19
C.3.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung 19
C.3.4 Analyse anderer Hemmnissen 33
C.3.5 Auswirkungen der Registrierung als Projekt 34
C.4. Berechnung der Emissionsreduktion: 35
C.4.1 Projektemissionen 35
C.4.2 Emissionen des Referenzszenarios 38
C.4.3 Emissionsreduktionen 42
C.4.4 Dem Bund zustehende Emissionsreduktionen 42
C.4.5 Dem Projektträger zustehende Emissionsreduktionen 43
C.4.6 Übersicht der Emissionen und Emissionsreduktionen des gesamten Bündels 43
C.5 Anwendung der Monitoringmethode und Beschreibung des Monitoringplans 45
C.5.1 Beschreibung des Monitoringplans 45
C.5.2 Messdaten 50
C.5.3 Verantwortliche Personen / Unternehmenseinheiten für die Messung 53
C.5.4 Qualitätskontroll- und Qualitätssicherungsmassnahmen, die auf die Messdaten angewandt werden 53
C.5.5 Kurze Beschreibung der Umsetzung und des Managements des Monitoringplans 53
C.5.6 Name des Erstellers des Monitoringplans 54
ANNEX 1 KONTAKTINFORMATION DER PROJEKTEIGNER UND -TEILNEHMER 55
ANNEX 2 INFORMATION ZU FÖRDERBEITRÄGEN 59

ANNEX 3 INFORMATION ZUR REFERENZENTWICKLUNG 60
ANNEX 4 INFORMATIONEN ZUM MONITORING 61
ANNEX 5 INFORMATIONEN ZUR WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE 62
ANNEX 6 VOLLMACHTEN DER PROJEKTBETREIBER 63

A. BESCHREIBUNG DER PROJEKTAKTIVITÄT

A.1 Titel der Projektaktivität und Zeitrahmen

„Landwirtschaftliche Biogasanlagen in der Schweiz: Methanemissionsreduktion und Wärmenutzung zur Einsparung fossiler Brennstoffe." Bündel III

Erstellt im November 2010.

Datum der elektronischen Eingabe beim Bundesamt für Umwelt: 10.12.2010.

Erwartete Registrierung des Bündels: 04.2011

Geplante erste Verifizierung: zweites Quartal 2012

A.2. Kurze Beschreibung der Projektaktivität

Die Projektaktivität folgt technologisch, organisatorisch und ökonomisch dem am 22.12.2009 registrierten Kompensationsprojekt 001 und dem am 18.10.2010 registrierten Kompensationsprojekt 005. Damit ist die Einreichung einer Projektskizze unnötig.

Die Projektaktivität befasst sich mit einem Bündel aus 10 landwirtschaftlichen Biogasanlagen (BGA), mit denen zusätzlich zwei Mechanismen zum Klimaschutz verwirklicht werden:

1. **Reduktion von Methan (CH_4)-Emissionen**
   Die anaerobe Vergärung von tierischen Exkrementen führt zur Bildung von Methan. Die gängige Praxis der Landwirtschaft der Gülle und Mistlagerung in offenen Systemen verursacht, dass das unter den aneroben Lagerbedingungen gebildete Methan, ungehindert in die Atmosphäre entweichen kann.
   In einer Biogasanlage wird dieser anaerobe Vergärungsprozess genutzt und gezielt gesteuert, um das entstehende Methan in gasdichten Behältern zu sammeln und nutzbringend zu verwerten. Die Methanverwertung findet meist in einem nachgeschaltetem Blockheizkraftwerk (BHKW) statt, wobei das Methan in den Motoren verbrannt und in CO2 umgewandelt wird. Die entstehende mechanische Energie wird durch einen Generator in elektrische Energie umgewandelt und in das Stromnetz eingespeist.

2. **Erneuerbare Energien (Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff)**
   Bei dem Verbrennungsprozess im BHKW wird ausser der mechanischen Energie auch thermische Energie erzeugt. Diese kann verwendet werden, um fossile Energieträger (Heizöl, Erdgas) die zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden, zu ersetzen und damit CO_2 Emissionen einzusparen. Technisch geschieht dies meist über Wärmetauscherkreisläufe vom Motorkühlwasser zum Heizsystem des Abnehmers, wobei die fossilen Brennstoffe

partiell bis vollständig ersetzt werden, ohne dass das bestehende Heizsystem beim Abnehmer ausgebaut wird.

Die logistische Organisation der Substrattransporte, der im Bündel enthaltenen BGA gestaltet sich wie folgt: Die tierischen Exkremente werden von landwirtschaftlichen Betrieben aus der Umgebung der Standorte gesammelt, um diese dann gemeinsam mit einem kleinen Anteil (max. 20% der Frischmasse) organischer Reststoffe zu vergären. Der aus dem entstehenden Biogas produzierte Strom wird unter der am 1.1.2009 in Kraft gesetzten *kostendeckenden Einspeisevergütung*[1] (KEV) für grünen Strom in das Schweizer Elektrizitätsnetz eingespeist. Die bei diesem Prozess im BHKW produzierte Wärme wird neben der Deckung des internen Wärmebedarfs der BGA für lokale Wärmenutzer (Wohn- und Industriegebäude, Ställe, Treibhäuser, Holztrocknung, öffentliche Gebäude, etc.) zur Verfügung gestellt und ersetzt dort fossile Brennstoffe.

Die im Bündel enthaltenen Projekte bezeichnen auch eine erste Konsequenz der aktuellen Situation sich verknappender Abfallbiomasse. Dabei wird höchste Priorität auf die energetische Nutzung von Hofdüngern mittels Betrieb von grossen, überbetrieblichen und professionell geführten Hofdüngeranlagen gelegt. Damit wird dem Faktum genüge geleistet, dass Hofdünger heute neben dem Holz die einzigen biogenen Güter sind, deren Potential bei weitem noch nicht ausgeschöpft ist. Diese Anlagen unterliegen zwar weniger der unberechenbaren Dynamik des Co-Substratmarktes, haben jedoch durch die Fokussierung auf die weniger energiedichten Hofdünger eine geringere Stromproduktion, die durch den Landwirtschaftbonus der KEV nicht abgefedert werden kann. Nur das erhöhte Potential zur Methanvermeidung und die daraus resultierenden Emissionsgutschriften können diese Lücke schliessen helfen.

Kriterien an Biogasanlagen zur Aufnahme in das Bündel

Im Bündel werden nur BGA aufgenommen, die den folgenden Ansprüchen an nachhaltige Klimaschutzprojekte in der Schweiz genügen:

1. Grössere überbetrieblich geführte Anlagen mit einen Spektrum zwischen ca. 100 und 400 kW installierter elektrischer Leistung
2. Gesamtinput besteht zu mindestens 80% aus Hofdünger
3. Hofdünger von mindestens 200 Grossvieheinheiten
4. Vollkommene Nachvollziehbarkeit der Nährstoffflüsse und deren jährliche Kontrolle:
   - Lückenlose Buchführung über alle Anlieferungen von Substraten, sowie Auslieferung von Gärresten (Art, Menge, Quelle und Lieferdatum)
   - Mehrmalige Analyse der Gärreste auf Nährstoffe und Schwermetalle
   - Einhaltung aller Grenzwerte nach ChemRRV, Anhang 2.6
   - Führen eines Abnehmerverzeichnisses von Kompost und Gärgut sowie Lieferscheinpflicht bei der Abgabe von Kompost und Gärgut
   - Nachweis aus Suisse-Bilanz-Kontrolle über die Ausgeglichenheit der Nährstoffbilanz

[1] Die Bezeichnung *kostendeckend* wird hier lediglich aus Konsistenzgründen mit dem üblichen Sprachgebrauch verwendet, auch wenn kostenbasierend der richtigere Ausdruck wäre. Die Einspeisevergütung ist für die im Bündel enthaltenen Biogasanlagen nicht kostendeckend.

- Keine Verwendung von nicht praxiserprobten Technologien zur Nährstoffrückgewinnung wie Umkehrosmose und Ultrafiltration.

5. Abfallrechtliche Betriebsbewilligung nach kantonalen Abfallgesetzen (Auflagen bezüglich Abwasser, Zugang, Betrieb, Kontrolle, etc.)
6. Nur bewilligte Co-Substrate werden verwendet, spezielle Co-Substrate benötigen eine zusätzliche kantonale Bewilligung mit entsprechenden Auflagen
7. Verstärkter Einsatz von Schleppschlauchausbringung
8. Doppelmembran-Dächer, oder begehbare und damit auf Undichtigkeiten ganzflächig prüfbare Betondächer auf allen methanhaltenden Behältern (impliziert abgedeckte Endlager)
9. Gasfackel
10. Periodische Messungen des Treibhausgasschlupfes durch externe Prüfstelle
11. Additional
12. Standort befindet sich in der Schweiz
13. Inbetriebnahme erfolgt nach Projekteingabe
14. Keine signifikanten negativen ökologischen, sozialen oder wirtschaftlichen Nebeneffekte
15. Planung, Bau und Betrieb der Anlage sind auf Minimierung des Umwelteinflusses und Maximierung der Sicherheit ausgerichtet (ESTI, Agroscope, BUL, UVB, etc.) und werden nach neuesten Qualitätsstandards durchgeführt

Das Bündel enthält die Projekte, die in Tabelle 1 dargestellt sind.

Tabelle 1: Liste der Projekte, die im Bündel enthalten sind.

Projektnummer	Bezeichnung im Folgende	Projektname
1	Projekt 1	[redacted]
2	Projekt 2	Gazoporc
3	Projekt 3	Biogaz [redacted]
4	Projekt 4	Einsiedler Naturstrom AG
5	Projekt 5	[redacted]
6	Projekt 6	Belgaz
7	Projekt 7	AGREENERGY
8	Projekt 8	Agri Bio Val
9	Projekt 9	Projekt Seedorf Energies
10	Projekt 10	Vanils Energies

Den im Bündel aufgenommen BGA steht mit GreenStream Network Biogas und der Genossenschaft Ökostrom Schweiz jederzeit ein Ansprechpartner zur Verfügung. Die Geschäftsstelle von Ökostrom Schweiz und GreenStream Network Biogas organisieren Grundausbildungen, Weiterbildungen und fördern den Erfahrungsaustausch für die angehenden Biogaslandwirte, stellen alle gesetzlich relevanten Unterlagen und Auskünfte zur Verfügung und arbeiten in übergeordneten Arbeitsgruppen (zusammen mit Bund, Kantonen, Branche, Experten), Ökostrom Schweiz insbesondere zu Themen der Qualität und Sicherheit sowie der Vereinheitlichung des Nährstoffffluss-Managements.

Die Stromvermarktung wird von den (meist noch zu gründenden) Betreibergesellschaften selbst übernommen. Die Genossenschaft Ökostrom Schweiz und GreenStream Network Biogas

GmbH wirken dabei unterstützend mit. Die im Bündel enthaltenen Projekte müssen nebst den genannten Eintrittskriterien auch Anforderungen an verschiedene Ebenen der Nachhaltigkeit erfüllen.

Die GreenStream Network Biogas GmbH lässt ihre Expertise, die sie aus der Betreuung und Entwicklung internationaler Klimaschutzprojekte erworben hat, wie z.B. neue Erkenntnisse über Treibhausgasemissionen, oder praktische Erfahrungen im Monitoring, in die Projekte in diesem Bündel einfliessen.

Ökologische Nachhaltigkeit

Die umweltschädliche Wirkung der Gülle wird durch den Vergärungsprozess in mehrfacher Hinsicht vermindert. Der Stickstoff im Gärrest ist besser pflanzenverfügbar und kann damit den Einsatz künstlicher Dünger verringern Die Geruchsbelästigung wird reduziert. Der Gärrest unterstützt die Bemühungen dahingehend die lokalen Nährstoffkreisläufe zu schliessen.

Durch den Aufbau der dezentralen Energieproduktion werden die konventionellen Betriebszweige (Ackerbau/Viehzucht) entlastet, was erfahrungsgemäss zu einer extensiveren Bewirtschaftung führt, ohne die Nutzung/Pflege der Kulturlandschaften zu gefährden.

Auf die Abwärmenutzung der BGA wird besonderer Wert gelegt. Im landwirtschaftlichen Umfeld bieten sich Ställe, Wohnhäuser, Treibhäuser, Hygienisierung, Käsereien und die Trocknung von Biomasse (Holz, Heu, etc.) als Wärmeabnehmer an.

Die ökologische Nachhaltigkeit von landwirtschaftlichen BGAs in der Schweiz wurde in verschiedenen Studien für BGA eingängig untersucht und unter der Bedingung abgedeckter Endlager und Schleppschlauchausbringung bestätigt[2]. Im Bündel enthaltene Projekte führen zu einer Reduktion von Treibhausgasen, ohne dabei andere Umweltfaktoren stärker zu belasten, als es ohne BGA der Fall ist. Der verstärkte Einsatz von Schleppschläuchen soll durch eine Kombination von nachdrücklicher Empfehlung sowie gezielter Information über die Vorteile und Wichtigkeit der Schleppschlauchausbringung erzielt werden. Durch kantonale Förderprogramme und wirtschaftliche Hintergründe sollen die LW dazu gebracht werden, den Einsatz von Schleppschläuchen zu verstärken. Die damit verbundenen benötigten finanziellen Ressourcen sind in der Wirtschaftlichkeitsberechnung bereits indirekt berücksichtigt. Ein flächendeckender Einsatz von Schleppschläuchen kann jedoch nicht garantiert resp. gefordert werden aus Gründen der Topografie resp. Arbeitssicherheit bei den Gärrestabnehmern.

Der Nutzen für den Klimaschutz wird an dieser Stelle nicht näher erläutert, da sich das restliche Dokument damit beschäftigt.

Politische Nachhaltigkeit

Die Schweiz zielt auf die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie im Strommix. Insbesondere die kontinuierliche dezentrale Stromproduktion ist nur durch die Biomassenutzung möglich und ein kleiner und begrenzter, aber wichtiger Baustein auf dem

[2] Siehe z.B. *Ökobilanz von Energieprodukten*, BFE, BAFU, BLW, 2007, oder *Ammoniakemissionen aus Gülle und deren Minderungsmassnahmen unter besonderer Berücksichtigung der Vergärung*, Amt für Umweltschutz Kanon Luzern, BFE, 2002, oder *Ökobilanz der Stromgewinnung aus landwirtschaftlichem Biogas* , BFE, 2001, oder aber auch für BGAs in Deutschland *Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland*, BMU, 2008.

Weg zu einer energieautonomeren Schweiz. Dabei werden vorher ungenutzte Energiepotentiale aus dem Hofdünger erschlossen. Dem politischen Willen des Gesetzgebers im Hinblick auf die Energieversorgung (beispielsweise Produktionsausweitung von grünem Strom um 5400GWh bis 2030) wird durch das Bündel auch langfristig Rechnung getragen.

Die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Landwirtschaft wird durch dieses Projekt ebenfalls auf lokaler Ebene gefördert. Einsparungen bei Kosten für Mineraldünger und Wertschöpfung aus dem vorher ungenutzten Potential des Hofdüngers bringen einen reellen Mehrwert für die Landwirtschaft. Diese ist wichtig, gerade im Hinblick auf die in Verhandlung stehenden Agrarfreihandelsabkommen.

Seit dem 24.02.2010 ist der Anschluss der Schweiz an den Copenhagen Accord offiziell. Zum Erreichen der dort festgelegten Emissionsreduktionen sind verstärkte Bemühungen von Nöten, wozu auch die Projekte in diesem Bündel zählen.

Soziale Nachhaltigkeit

Die Projekte bieten Beschäftigungsmöglichkeiten für lokale Parteien, wie Landwirte als Biomasselieferanten, Landwirte als Betreiber der Anlage, das lokale Gewerbe für den Bau und die Wartung und für die Wärmeabnehmer eine zuverlässige und berechenbare Möglichkeit der Wärmelieferung. Der Trend zur Entvölkerung aus der ruralen Umgebung, resp. die Umsiedelung in zentrumsnahe Wohn- und Arbeitsstätten wird zwar nicht gebrochen, doch zumindest ein Zeichen gesetzt, die gesamte Wertschöpfungskette durch diese Art von Innovationsprojekten im ländlichen Gebiet zu halten.

Ökonomische Nachhaltigkeit

Durch die Fokussierung auf die Nutzung von Hofdüngern als Substrat - und eben nicht in erster Linie von Co-Subtraten - verschiebt sich das Kosten-Ertrags-Gefüge. Während früher ein entscheidender Anteil der Gasertrages wie auch der Gesamteinnahmen aus der Entsorgung der Co-Substrate stammten, wird heute der Landwirtschaftbonus immer öfter beansprucht. Die KEV mit Landwirtschaftsbonus für den produzierten Strom genügt für Projekte dieser Art allerdings nicht, um sie kostendeckend betreiben zu können. Es werden Einnahmen aus dem Verkauf von Emissionsgutschriften benötigt, um diese finanzielle Barriere zu überwinden.

Langfristig gesehen schneidet die ökonomische Nachhaltigkeit bei Anlagen mit Landwirtschaftbonus zusammen mit Einnahmen aus dem Verkauf von Emissionsgutschriften deutlich besser ab, verglichen mit dem forcierten Einsatz von Co-Substraten, deren Annahme heute bei volatilen Preisen kaum über ein Jahr lang vertraglich gesichert werden kann.

Technologische Nachhaltigkeit

Die Entwicklung der Biogastechnik wurde in Zeiten des günstigen Ölpreises und vor dem Bewusstsein des Klimawandels nur bedingt voran getrieben. Die aktuelle, sehr diverse und teilweise widersprüchliche technische Praxis zeigt, dass sich eine optimale technische Prozessführung nicht durchgesetzt hat. Es gilt vielmehr für jeden Standort eine angepasste technische Lösung zu finden. Nur durch eine ausreichende Anzahl von Anlagen mit

vergleichbaren Substraten, ist eine Weiterentwicklung der Technik durch Sammlung statistisch verwertbarer Informationen möglich.
Durch die besondere Ausrichtung der Projekte im Bündel auf den Klimaschutz- und Nährstoffaspekt, wird die Entwicklung der bereits bestehenden Techniken zum Bau gasdichter BGA weiter vorangetrieben.

A.3. Projekteigner und -partner

(Kontaktdetails, siehe Annex 1)

Die Projektbetreiber der einzelnen BGA sind in Tabelle 2 aufgeführt.
Projekteigner des Bündels ist die Genossenschaft Ökostrom Schweiz , Projektentwickler ist die GreenStream Network Biogas GmbH.

Tabelle 2: Projektbetreiber der im Bündel enthaltenen BGA

Projekt	Projektbetreiber	Von CO2-Abgabe befreit?	Ansprechpartner	Tel
1	[redacted]	nein	[redacted]	[redacted]
2	[redacted]	nein		
3	Biogaz[redacted]	nein		
4	Einsiedler Naturstrom AG	nein		
5	[redacted]	nein		
6	Belgaz,[redacted]	nein		
7	AGREENERGY;[redacted]	nein		
8	Agri Bio Val[redacted]	nein		
9	Seedorf Energies	nein		
10	Vanils Energies,[redacted]	nein		

Alle Kontaktinformationen befinden sich im Annex 1.

A.4. Technische Beschreibung der Projektaktivität

Projekte müssen die im Abschnitt A.2 aufgeführten Kriterien erfüllen. Dazu gehört eine zum Klimaschutz optimierte Technik.

- Es werden ausschliesslich Anlagen mit abgedeckten Endlagern zugelassen.
- Es werden ausschliesslich Anlagen mit Doppelmembrandächern oder begehbarer Betondächern zugelassen. Betondächer können durch einen Messdienst ganzflächig auf Undichtigkeiten überprüft werden. Doppelmembrandächer sind nicht begehbar, aber bei ihnen ist eine periodische Überprüfung der Gasdächer, die gleichzeitig als Gasspeicher dienen, auf Undichtigkeiten möglich. Zwischen den beiden Membranen wird ein Luftstrom aufrechterhalten, der die obere Membran in Form hält. Beim Verlassen des Luftstromes aus dem Zwischenraum kann sehr einfach die gesamte Methanemission durch die untere Membran gemessen werden.
- Es werden ausschliesslich Anlagen mit einer stationären oder garantierten[3] mobilen Notfackel zugelassen. Für unerwartete Fälle, in denen das produzierte Biogas weder

[3] Garantiert bedeutet hier, dass dem Betreiber innerhalb einer bestimmten Zeit eine betriebsbereite Notfackel am Standort der BGA garantiert wird. Vor Inbetriebnahme werden die Anschlüsse für den Betrieb festgelegt und eingerichtet und die Notfackel wird getestet.

gespeichert, noch im BHKW verbrannt werden kann, muss als Emissionsschutz eine Gasfackel installiert sein, die in diesen Fällen das Abblasen von Methan in die Atmosphäre verhindert.

Bei allen Projekten handelt es sich um Nassfermentationsanlagen mit den dafür typischen Anlagenteilen (siehe Abbildung 1). In dieser Abbildung wird das wichtige Thema des Nährstoffmanagements nicht ausführlich dargestellt. Die Anlagen in dem Bündel dienen jedoch der Verbesserung der Nährstoffbehandlungspraxis, da die Gärreste im Gegensatz zu den konventionellen Höfen regelmässig auf die Nährstoffe überprüft werden. Die Kontrolle findet durch ein unabhängiges Inspektorat statt. Darüber hinaus ist die Geruchsbelastung verringert und die Stickstoffverfügbarkeit für die Pflanzen erhöht, was künstlichen Stickstoffdünger einsparen hilft.

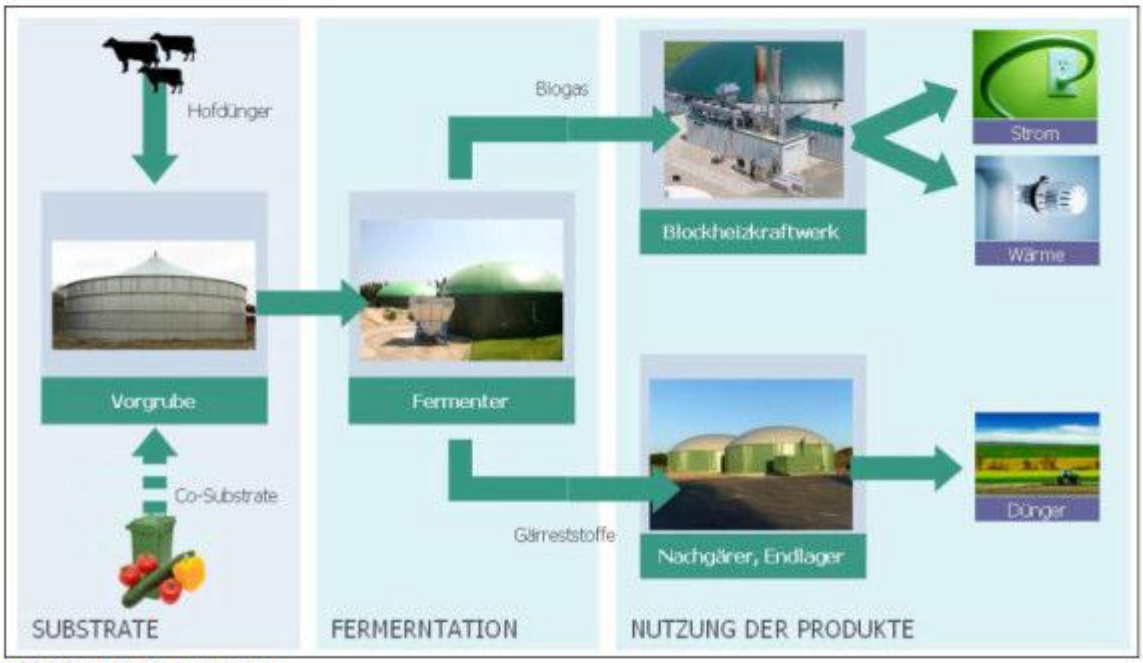

Abbildung 1: Biogasprozess.

A.4.1. Standorte der Projektaktivität

In Tabelle 3 sind die Adressen der Projekte dargestellt. Abbildung 2 gibt einen Überblick der Projektstandorte.

Tabelle 3: Adressen der Projekte des Bündels.

Projekt	Strasse	PLZ, Ort
1	Oeli	6024 Hildisrieden
2	En Prudez	1124 Gollion
3	Le Vailloud	1357 Lignerolle
4	Hof zum Chumen	8852 Altendorf
5	[redacted]	
6	Etablissement Bellchasse	1786 Sugiez
7		2053 Cernier
8	Clos Donzel	2114 Fleurier
9	Rte de Seedorf 151	1757 Noréaz
10		1666 Grandvillard

Abbildung 2: Standorte der einzelnen Projekte des Bündels.

A.4.2. Kategorie und Typ der Projektaktivität

Das Bündel beantragt nur Emissionspapiere aus dem folgenden Typ von Projektaktivitäten:

1. Methan (CH4) Reduktion, Abfackelung bzw. energetische Nutzung von überschüssigem Methangas

Die Projekte im Bündel fallen technisch jedoch unter zwei Typen von Projektaktivitäten:

1. Methan (CH4) Reduktion, Abfackelung bzw. energetische Nutzung von überschüssigem Methangas
2. Erneuerbare Energien (Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff), Umstellung bestehender Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen von kohlenstoffintensiven auf kohlenstoffarme (hier: CO_2-neutrale) Brennstoffe.

Von beiden Projektaktivitäten wird lediglich die erste, die Methanreduktion, geltend gemacht. Der Wärmeteil wird der Vollständigkeit halber vorgestellt und durch graue statt schwarze Schrift dargestellt, soll aber *nicht* angerechnet werden und hat nur informellen Charakter.

A.4.3. Projektgrenze

In Abbildung 3 sind die Projektgrenzen für das Referenzszenario dargestellt. Die Hofdüngerlagerung gilt als die wesentliche CH_4-Quelle und das Heizen mit fossilen Brennstoffen als wesentliche CO_2-Quelle.

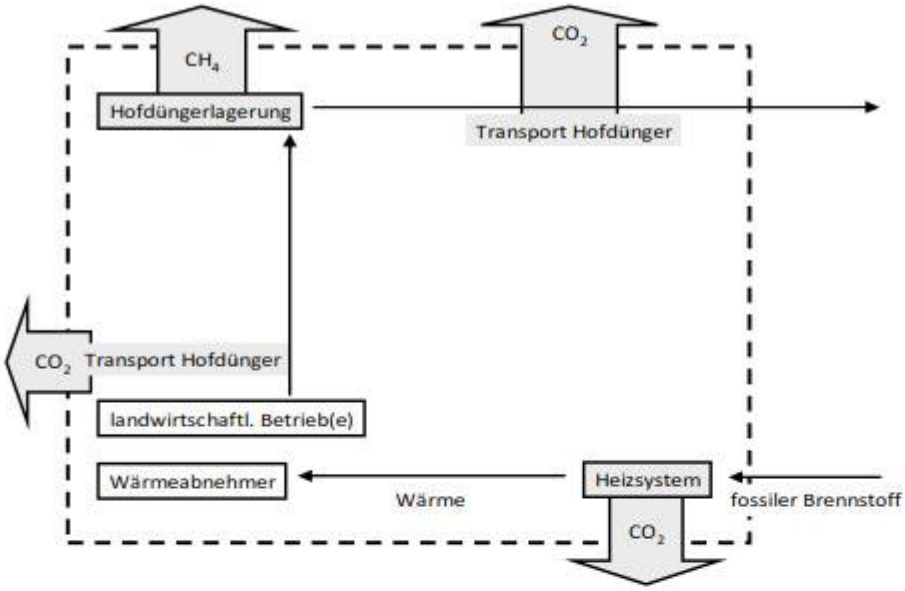

Abbildung 3: Systemgrenzen des Referenzszenarios (gestrichelte Linie).

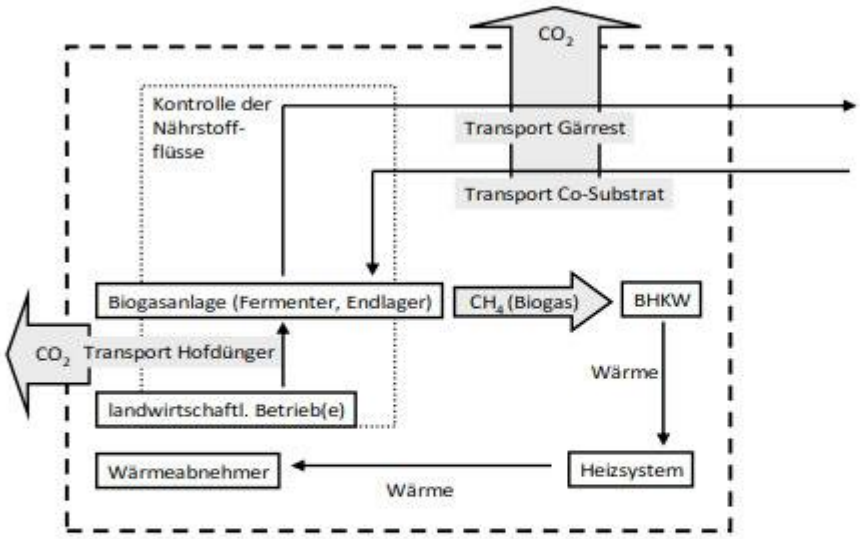

Abbildung 4: Systemgrenzen des Projektes (gestrichelte Linie), verstärkte Kontrolle der Nährstoffflüsse (gepunktete Linie). Die CO_2-Einsparungen aus den Emissionsreduktionen der Heizsysteme werden in diesem Projektantrag nicht geltend gemacht, sondern nur beispielhaft vorgestellt.

In Abbildung 4 sind die Projektgrenzen für das Projekt dargestellt. CO_2 Emissionen aus der Biogasverbrennung im BHKW werden nach internationalen Standards als CO_2-neutral angesetzt, da sie Bestandteil des kurzzeitigen Kohlenstoffkreislaufs sind und per Photosynthese beim Pflanzenwachstum der Atmosphäre wieder entzogen werden - im Gegensatz zu CO_2 aus fossilen Quellen. Es werden im Vergleich zum Referenzszenario zusätzliche Transporte für den Gärrest und Co-Substrate getätigt, welchen in der CO_2-Bilanz in Form von Projektemissionen Rechnung getragen wird. Die Nährstoffflüsse werden am Ein- und Ausgang der BGA stärker kontrolliert als im Referenzszenario.

A.4.4. Förderbeiträge

Es werden die *maximalen* Fördermittel angegeben, die von den Projekten beantragt wurden. Es handelt sich nicht um Fördermittel, die den Projekten mit Sicherheit zu Gute kommen werden.

Förderbeiträge der öffentlichen Hand sind „a fond perdu" Beiträge, welche die Investitionskosten senken. Diese sind in Tabelle 4 aufgeführt und führen sowohl zu einer Reduktion der Investitionskosten in der Wirtschaftlichkeitsanalyse der Additionalität, als auch zu einer entsprechenden Reduzierung der dem Projekteigner zustehenden Emissionsreduktionen.

Tabelle 4: Förderbeiträge der öffentlichen Hand (a fond perdu)

Projekt	Förderung [CHF]	Förderprogramm (Quellenangaben, siehe Annex 2)	Geldgeber (Kontaktdetails, siehe Annex 1)
1	[redacted]		[redacted]
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			

In diesem Bündel gibt es keine Förderbeiträge aus privater Herkunft (a fond perdu).

Zinslose Darlehen sind in Tabelle 5 aufgeführt. Diese werden entsprechend zinslos in der Wirtschaftlichkeitsanalyse der Additionalität berücksichtigt. Sie führen nicht zu einer Reduzierung der dem Projekteigner zustehenden Emissionsreduktionen.

Tabelle 5: Zinslose Darlehen

Projekt	Förderprogramm (Quellenangaben, siehe Annex 2)	Geldgeber (Kontaktdetails, siehe Annex 1)
1		[redacted]
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		

B. PROJEKTZEITRAUM

B.1 Dauer der Projektaktivität

B.1.1. Beginn der Projektaktivität

Projektbeginn ist für jede BGA der Zeitpunkt der Inbetriebnahme, also der Moment der ersten produzierten kWh Strom.

Tabelle 6: Erwarteter Beginn der Projekte

Projekt	Beginn der Projekte
1	01.11.2011
2	01.06.2011
3	01.11.2011
4	01.11.2011
5	01.11.2011
6	01.12.2011
7	01.12.2011
8	01.08.2011
9	01.08.2011
10	01.09.2011

B.1.2. Erwartetes Ende der Projektaktivität

Die Projektlaufzeiten aller BGA sind mindestens 20 Jahre ab Beginn des Projektes.

Tabelle 7: Erwartetes Ende der Projekte

Projekt	Erwartetes Ende der Projekte
1 bis 10	nicht vor 2031

B.2 Beginn der ersten Kreditierungsperiode

Gleichbedeutend mit dem Jahr des Projektbeginns, siehe Tabelle 6, B1.1.

C. ANWENDUNG DER REFERENZ- UND MONITORING METHODE

C.1. Angabe der Referenz- und Monitoring Methode

Es werden die Referenz- und Monitoring Methoden angewandt, die zur Bestimmung der **Methan (CH_4) Reduktion** (Standard-Methode f) und **Erneuerbare Energien (Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff)** (Standard-Methode b) dienen.

C.2. Beschreibung der Referenzentwicklung

Methan (CH_4) Reduktion

Die verschiedenen Alternativen zum vorgeschlagenen Projekt, im Sinne der Methanemission sind in Tabelle 8 zusammengefasst. Weitere Alternativen sind in Tabelle 9 aufgeführt mit einer ausführlichen Erläuterung im anschließenden Text.

Tabelle 8: Potentielle Referenzszenarien für die Methanemission

Potentielle Referenzszenarien	Wahrscheinlichkeit der Umsetzung
Weiterführung der bestehenden Praxis ohne Biogasprojekt, 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.
Umbau aller Lager- bzw. Sammelbehälter der Landwirte zu gasdichten Methansammelstellen mit anschliessender Verbrennung des Methans zur Wärmenutzung	**Sehr unwahrscheinlich.** Hohe individuelle Investitionskosten, geringe Heizkosteneinsparung, keine Erlöse.
Biogasanlage mit Stromproduktion und KEV, ohne Emissionsreduktionspapiere	**Sehr unwahrscheinlich**: Finanziell nicht attraktiv (siehe Investitionsanalyse/Wirtschaftlichkeitsberechnung).
Biogasanlage mit Einspeisung in das Erdgasnetz	**Sehr unwahrscheinlich.** Unwirtschaftlicher als Biogasanlage mit Stromproduktion und KEV, welche bereits finanziell unattraktiv ist (siehe Investitionsanalyse/ Wirtschaftlichkeitsberechnung). Keine Steigerung der Gaseinspeisevergütung in naher Zukunft zu erwarten.
Biogasanlage mit Verbrennung des Methans zur Wärmenutzung	**Sehr unwahrscheinlich**. Sehr viel geringere Erlöse als vorgeschlagenes Projekt auf Grund der fehlenden Stromvergütung bei ähnlichen Investitionskosten.
Biogasanlage mit Stromproduktion ohne KEV, dafür Grünstromzertifikate auf freiem Markt	**Unwahrscheinlich**: Volles Risiko des Strommarktes und des Grünstrommarktes, keine langfristigen Biomasselieferverträge abschliessbar, geringer Absatzmarkt für naturemade Zertifikate in der Schweiz
Realisierung anderer erneuerbarer Energieprojekte	**Unwahrscheinlich**: Landwirtschaftlicher Bezug der Projektaktivität schliesst Investitionen in andere EE Projekte aus. Keine lokale landwirtschaftliche Wertschöpfung.

Tabelle 9: Weitere Projektalternativen

Projektalternative	Strom ohne KEV[4]	Strom mit KEV	Wärme ohne Emissionspapiere[5]	Wärme mit Emissionspapieren[5]
Nr. 1		x		
Nr. 2				x
Nr. 3		x	x	
Nr. 4		x		x
Nr. 5	x			
Nr. 6	x		x	
Nr. 7	x			x

Erläuterung zu den in Tabelle 9 aufgeführten Projektalternativen:

[4] Vermarktung des Stromes auf dem freien Markt.

[5] Beinhaltet Emissionspapiere aus dem Methanteil und dem Wärmenutzungsteil des Projektes.

- Nr. 1: Hier wird KEV-Strom eingespeist, aber weder Wärme, noch Emissionspapiere verkauft. Dies ist unrealistisch, weil eine Biogasanlage ganz ohne Wärmeerträge noch weniger wirtschaftlich zu betreiben ist und auf zusätzliche Einnahmen aus anderen Kanälen angewiesen ist (z.B. Reduktionspapieren aus Methanvermeidung).
- Nr. 2: Dieses Szenario beinhaltet eine Wärmenutzung, mit Emissionszertifikaten, aber ohne jegliche Stromproduktion, resp. Stromverkauf. Dies ist unrealistisch, weil der Investitionsaufwand (verglichen mit dem Wärmeoutput) nur zu Heizzwecken viel zu hoch ist, im Vergleich zu allen anderen Heizsystemen. Dazu kommt, dass gerade landwirtschaftliche, dezentrale BGA's nur sehr selten die gesamte Wärme in z.B. ein Wärmenetz einspeisen könnten.
- Nr. 3: Entspricht dem Referenzszenario 3 in Tabelle 8. Anmerkung: Die KEV-Einspeisetarife basieren stets auch darauf, dass Wärme zu marktüblichen Preisen extern verkauft werden kann.
- Nr. 4 entspricht dem Projektszenario.
- Nr. 5 entspricht dem vorletzten Referenzszenario in Tabelle 8 und die Erläuterung ist entsprechend.
- Nr. 6 und Nr. 7: Unabhängig davon, ob Emissionspapiere verkauft werden können oder nicht, sind diese beiden Szenarien finanziell uninteressant, weil zum einen das volle Risiko auf dem freien Strommarkt getragen werden muss (keine langfristigen Verträge/Preisgarantien) und zum anderen für die Art der Anlagen des Bündels (beanspruchen den LW-Bonus) auf dem freien Markt in aller Regel keine so hohen Zertifikatspreise realisierbar sind. Diese sind tiefer als die KEV-Preise, welche ja bereits nicht kostendeckend sind für Anlagen in diesem Bündel. Hier bedeuten selbst Einnahmen aus Emissionspapieren, dass sich die Finanzindikatoren nicht ausreichend verbessern. Die Möglichkeit, ausserhalb der KEV, oder ausserhalb des LW-Bonus zu bleiben, aber dafür zwischen 20% und 50% Co-Substrat anzunehmen wird heute praktisch nicht mehr verfolgt, da die Verfügbarkeit grosser Mengen an Co-Substraten drastisch sinkt und die Übernahmepreise regelrecht verfallen. Mittel- und langfristig wird sich diese Tendenz sogar noch verschärfen.

Alle in Tabelle 8 und Tabelle 9 aufgeführten Alternativen sind mit der aktuellen Rechtslage vereinbar. Es gibt insbesondere keine gesetzlichen Regelungen, welche den Bau von BGA zur Vermeidung von Methanemissionen aus tierischen Exkrementen fordern.
Es bleibt daher weitere Praxis, dass die Gülle unkontrolliert Methan in die Atmosphäre freisetzt, da alle anderen Alternativen mindestens eine finanzielle Barriere aufweisen. Das wahrscheinlichste Referenzszenario ist die bestehende Praxis und es ist nicht abzusehen, dass sich dies in den kommenden Jahren ändern wird.
Die Referenzentwicklung der Nutztierbestände kann konservativ als konstant angenommen werden[6].

[6] Aus der landwirtschaftlichen Betriebsstrukturerhebung 1999 bis 2009, Bundesamt für Statistik, Landwirtschaftliche Betriebszählung mit Auswertung , siehe Annex 3.

Erneuerbare Energien (Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff)

Die verschiedenen Alternativen zum vorgeschlagenen Projekt im Sinne des Ersatzes fossiler Brennstoffe sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10: Mögliche Referenzszenarien für den Ersatz fossiler Brennstoffe

Potentielle Referenzszenarien	Wahrscheinlichkeit der Umsetzung
Weiterführung der bestehenden Praxis ohne Biogasprojekt, d.h. weiteres verfeuern des aktuell verwendeten fossilen Brennstoffes bis zum Ende der Lebenserwartung des aktuellen Heizsystems (Nutzungsdauer)	**Wahrscheinlich.** Keine gesetzliche Regelung, die eine Änderung der bestehenden Praxis forcieren würde, nur teilweise finanzielle Anreize die bestehende Praxis zu ändern.
Ersatz fossiler Brennstoffe durch Abwärmenutzung der Biogasanlage mit Stromporduktion und KEV, ohne Emissionspapiere	**Sehr unwahrscheinlich**: Finanziell nicht attraktiv (siehe Investitionsanalyse/Wirtschaftlichkeitsberechnung).
Umbau des Heizsystems von Öl auf Gas	**Unwahrscheinlich.** Hohe Investitionskosten, die nur tragbar sind, wenn die Nutzungsdauer des bestehenden Systems überschritten ist.
Umbau des Heizsystems auf Scheitholz oder Hackschnitzelfeuerung	**Unwahrscheinlich.** Hohe Investitionskosten, die nur tragbar sind, wenn die Nutzungsdauer des bestehenden Systems überschritten ist. Grosser Platzbedarf für Brennstofflagerung notwendig.
Umbau des Heizsystems auf Pelletfeuerung	**Unwahrscheinlich.** Hohe Investitionskosten, die nur tragbar sind, wenn die Nutzungsdauer des bestehenden Systems überschritten ist.
Ersatz des bestehenden Heizsystems auf Wärmepumpen	**Sehr unwahrscheinlich.** Hohe Investitionskosten, die nur tragbar sind, wenn die Nutzungsdauer des bestehenden Systems überschritten ist. Sonst siehe Tabelle 11

Die o.g. Alternativen sind mit der aktuellen Rechtslage vereinbar. Es gibt insbesondere keine gesetzlichen Regelungen, die den Umstieg auf weniger kohlenstoffintensive Brennstoffe fordern.
Es bleibt daher weitere Praxis, dass die bestehenden Heizsysteme bis zu ihrer erwarteten Nutzungsdauer bestehen bleiben würden, da alle anderen Alternativen mindestens eine finanzielle Barriere aufweisen.

Heute ist davon auszugehen, dass 40% aller Heizsysteme nach Ablauf der Nutzungsdauer durch CO2-neutrale Heizsysteme ersetzt werden und dieser Prozentsatz wird in Zukunft weiter steigen[7]. Statistisch gesehen könnten von den neu installierten Anlagen lediglich 40% der Emissionen anerkannt werden. Es wird davon ausgegangen, dass sich der Prozentsatz neu errichteter CO2-neutraler Heizsysteme jedes Jahr um 2% erhöht und damit ab 2019 keine fossilen Heizsysteme mehr verbaut werden (siehe Tabelle 11).

Tabelle 11: Anteil CO2-neutraler Heizsysteme mit 2% jährlicher Steigerung.

Jahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	...
Anteil CO2-neutraler Heizsysteme, die als Ersatz von ausgedienten fossil betriebenen Heizsystemen verbaut werden	41%	42%	45%	49%	54%	61%	70%	82%	98%	100%	100%	
Anrechenbare CO2-Reduktion als Anteil der effektiv eingesparten fossilen Brennstoffe	59%	58%	55%	51%	46%	39%	30%	18%	2%	0%	0%	

[7] Aus der Stellungnahme des BFE auf die Projektskizze vom 12.01.2009, siehe Annex 3

Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass beim Neubau von Wohngebäuden keine Heizsysteme mehr verbaut werden, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Im Falle von besonderen Nutzungen, z.B. Treibhäuser, wird diese Entscheidung allerdings projektspezifisch begründet.

Es ergeben sich somit die folgenden Varianten der Wärmeabnahme und den Anteil an Emissionsreduktionen, die aufgrund der eingesparten Menge fossiler Brennstoffe anrechenbar sind:

Tabelle 12: Anrechenbare Emissionsreduktion (AR) nach Varianten der Wärmeabnahme und Nutzungsdauer.

	Variante der Wärmeabnahme	Innerhalb der (erwarteten) Nutzungsdauer anrechenbare Emissionsreduktionen als Anteil des eingesparten fossilen Brennstoffes	Nach der erwarteten Nutzungsdauer
Bestehende Gebäude	Erweiterung des beim Wärmeabnehmer bestehenden Heizsystems um Wärmeeinkopplung aus Biogasanlage	100%	nach Tabelle 11
	Ersatz des gesamten Heizsystems beim Wärmeabnehmer	100%	nach Tabelle 11
Neubauten	Wohngebäude, etc.	0%	0%
	Besondere Gebäude (Treibhäuser, Gebäude bei denen Wärmepumpen nicht möglich sind, etc.)	100%	nach Tabelle 11

Alle weiteren Variablen, Parameter, Datenquellen etc. befinden sich nicht im Annex 3, da die Emissionsgutschriften in diesem Bündel nicht geltend gemacht werden.

C.3. Investitionsadditionalität

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist aufzuzeigen, dass die Projektaktivität – hier der Bau der Biogasanlage - finanziell weniger attraktiv ist als mindestens eine der unter Abschnitt C.2 identifizierten Alternativen, oder ein Benchmark.

Da es abgesehen von der Fortführung der aktuellen Situation keine wahrscheinliche Alternative zum Projekt gibt, wird eine Benchmarkanalyse als sinnvolle Methode der Wirtschaftlichkeitsberechnung angewandt.

C.3.1 Nachweis, dass der Projektbeginn noch aussteht und dass die Kompensationsmassnahme ernsthaft in der Planungsphase berücksichtigt wurde

Einnahmen durch den Erlös aus dem Verkauf von Emissionsgutschriften wurden in allen Projekten bereits vor der Investitionsentscheidung einbezogen (siehe Tabelle 13 Der Tag der Dateneingabe stellt das Datum dar, an welchem die Projektbetreiber die Projektparameter zur Verfügung gestellt haben. Informationensaustausch und Diskussionen über die Verwertung des Klimaschutznutzens waren während der gesamten Planungsphase ein Thema.

Tabelle 13: Übersicht der Dateneingabe als Klimaschutzprojekt und Investitionsentscheidung der Projekte

Projekt	Tag der Dateneingabe als Klimaschutzprojekt	Investitionsentscheidung	Baueingabe (geplant)	Baubeginn (geplant)	Projektbeginn (geplant)
1	19.07.10	01.05.11	01.10.10	01.06.11	01.12.11
2	25.08.10	01.02.10	01.03.10	01.03.11	01.06.11
3	14.07.10	01.02.11	01.02.11	01.03.11	01.11.11
4	12.08.10	01.04.11	01.01.11	01.05.11	01.11.11
5	02.07.10	01.04.11	01.07.10	01.05.11	01.11.11
6	22.07.10	01.03.11	01.08.10	01.04.11	01.12.11
7	22.07.10	01.03.11	01.08.10	01.04.11	01.12.11
8	22.07.10	01.02.11	01.12.09	01.03.11	01.08.11
9	23.07.10	01.02.11	01.04.10	01.03.11	01.08.11
10	22.07.10	01.03.11	01.12.10	01.04.11	01.09.11

Der Projektbeginn aller Projekte steht zum Zeitpunkt der Projektantragseingabe noch aus, da noch keine kWh Strom produziert wurde.

C.3.2 Gesetzeskonforme Alternativen

Alle Alternativen wurden in Tabelle 8 und Tabelle 9, sowie Tabelle 10 aufgeführt.

C.3.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung bleiben die Einnahmen vom Verkauf der Emissionsgutschriften in der Rechnung zunächst unberücksichtigt.

Die Investitionsanalyse und die Renditeprognose werden für die Projektdauer von 2011 bis 2031 durchgeführt.
Das betriebswirtschaftliche Modell kann vollständig vom Validierer und dem BAFU/BFE angefragt werden. Daraufhin wird es elektronisch übermittelt und freigegeben, bleibt aber vertraulich und wird nicht veröffentlicht.

Die Beschreibung wichtiger Annahmen und finanzieller Kenndaten des Modells werden im Folgenden dargestellt. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht die manchmal sehr optimistischen Vorhersagen der Anlagenhersteller verwendet wurden, sondern wenn möglich statistische Daten (Vollaststunden, Eigenverbrauch an thermischer Energie, etc.).

Investitionskosten

Die geschätzten Investitionskosten für die Projekte sind in Tabelle 14 dargestellt. Diese beinhalten Kosten für die Biogasanlage, das Engineering, die Projektentwicklung und das Genehmigungsverfahren inklusive Umweltverträglichkeitsprüfung, sowie Anlaufkosten. Die Kosten für Sicherheit und Gesundheitsschutz sind enthalten.

Ersatzinvestitionen

Die Ersatzinvestitionen, die nicht aus dem Cash-Flow des Projektes abgedeckt werden können, werden in diesem Modell durch ein weiteres Darlehen gedeckt und sind mit den Finanzierungsdaten in Tabelle 15 dargestellt. Sie werden im 10. Betriebsjahr für einen BHKW-Motorkernaustausch und andere Instandhaltungsarbeiten notwendig. Der Gesamtbetrag für Ersatzinvestitionen (Darlehen plus Cash-Flow vom Vorjahr) ist in der ausführlichen Wirtschaftlichkeitsanalyse in Annex 5 dargestellt.

Tabelle 14: Investitionskosten

Investitionskosten [CHF]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
Planungs-, Projektierungs- und Bauueberwachungskosten					
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)					
Anschlussbeitraege an Leitungsgebundene Versorgungeinrichtungen					
A fonds perdu Beitraege des Bundes oder der Kantone (abziehbar von Emissionsred.)					
A fond perdu Beitraege aus privater Herkunft					
Gesamtkosten (abzgl. a fond perdu Beitraege)					

Investitionskosten [CHF]	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
Planungs-, Projektierungs- und Bauueberwachungskosten					
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)					
Anschlussbeitraege an Leitungsgebundene Versorgungeinrichtungen					
A fonds perdu Beitraege des Bundes oder der Kantone (abziehbar von Emissionsred.)					
A fond perdu Beitraege aus privater Herkunft					
Gesamtkosten (abzgl. a fond perdu Beitraege)					

Finanzierung

Die Fremdfinanzierung der Projekte inklusive Laufzeiten und Zinssätzen ist in Tabelle 15 dargestellt. Fremdkapital II und III stehen für zinslose Kredite der Projekte.

Tabelle 15: Daten der Finanzierungen inklusive Ersatzinvestitionen

Finanzierungen	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
Eigenkapital [CHF]					
Fremdkapital I [CHF]					
Laufzeit [a]					
Zins					
Fremdkapital II [CHF]					
Laufzeit [a]					
Zins					
Fremdkapital III [CHF]					
Laufzeit [a]					
Zins					
Ersatzinvestitionsdarlehen [CHF]					
Laufzeit [a]					
Zins					

Finanzierungen	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
Eigenkapital [CHF]					
Fremdkapital I [CHF]					
Laufzeit [a]					
Zins					
Fremdkapital II [CHF]					
Laufzeit [a]					
Zins					
Fremdkapital III [CHF]					
Laufzeit [a]					
Zins					
Ersatzinvestitionsdarlehen [CHF]					
Laufzeit [a]					
Zins					

Jährliche Einnahmen

Die Einnahmequellen und jährlichen Einnahmehöhen sind in Tabelle 16 dargestellt. Bei den Einnahmen aus den Stromerlösen wurde die seit 01.01.2010 gültigen Netto-Einspeisung der KEV berücksichtigt. Dafür wurde konsistent mit der Annahme bei der Vollaststundenberechnung Schweizer Biogasanlagen (siehe Annex 5) ein Eigenstrombedarf von lediglich ■% angenommen.

Tabelle 16: Jährliche Einnahmen

Jährliche Einnahmen [CHF]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
Strom					
Endsorgungserlöse Substrate					
Wärmelieferung					
Summe					

Jährliche Einnahmen [CHF]	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
Strom					
Endsorgungserlöse Substrate					
Wärmelieferung					
Summe					

Jährliche Kosten

Die jährlichen Kosten enthalten Personal, Wartung, Betriebsmittel, Substratkosten, Analytik, Versicherung und Verwaltung, sowie Zinsen und Abschreibungen und sind in Tabelle 17 dargestellt. Fremdstrombezug ist wegen der seit 01.01.2010 gültigen Netto-Einspeisung der KEV nicht mehr als Kosten aufzulisten, da der Eigenstrombedarf bereits von der eingespeisten Strommenge (Netto-Einspeisung) abgezogen wurde.

Tabelle 17: Kosten

Jährliche Kosten [CHF]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage					
Allgemeine Betriebskosten (Verwaltungskosten, Versicherungskosten)					
Unterhaltskosten (Wartungskosten, Erneuerungskosten, Analytik)					
Substratkosten, inkl Transporte					
Summe					

Jährliche Kosten [CHF]	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage					
Allgemeine Betriebskosten (Verwaltungskosten, Versicherungskosten)					
Unterhaltskosten (Wartungskosten, Erneuerungskosten, Analytik)					
Substratkosten, inkl Transporte					
Summe					

Steuern

Steuern wurden mit [redacted]% auf das prognostizierte jährliche Betriebsergebnis unter Berücksichtigung von Verlustvorträgen angesetzt.

Jährlicher Preisanstieg

Der jährliche Preisanstieg auf alle Kosten ausser Energiekosten wurde mit [redacted]% angenommen. Substratkosten wurden mit [redacted]% Preissteigerung auf Grund der zu erwartenden Energiekostensteigerung für die Transporte angesetzt.

Opportunitätskosten

Opportunitätskosten sind entgangene Erlöse, die dadurch entstehen, dass vorhandene Möglichkeiten (Opportunitäten) zur Nutzung von Ressourcen nicht wahrgenommen werden. Entsprechend der Darstellung der Renditen für risikofreie Anlagen in der Schweiz (Schweizer Staatsanleihen, [redacted]%[8]) wurde mit einem Risikozuschlag von [redacted] Prozentpunkten gerechnet, so dass die Opportunitätskosten mit [redacted]% angesetzt werden. Die

[8] Luzerner Kantonalbank private banking, 2. März 2010

Opportunitätskosten werden zur Bestimmung des Nettobarwertes (NPV) herangezogen (s.u.).

Finanzielle Kenndaten

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

- IRR (Internal Rate of Return) ausschliesslich auf das Eigenkapital
- der Kapitalwert nach Vollzugsweisung mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 3%
- NPV (Net Present Value) mit Opportunitätskosten von [redacted]%.

Alle finanziellen Kenndaten belegen, dass die Projekte nicht finanziell 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 (Eigenkapital-IRR) bestehender Anlagen gibt. Es wurde daher auf Basis von öffentlichen Informationen (siehe Tabelle 18) über allgemeine Investitionen in der Schweiz ein Vergleichswert für die finanzielle Attraktivität von BGA, wie sie in diesem Projekt beschrieben werden, geschätzt.

Tabelle 18: Übersicht der Renditen in der Schweiz

Quelle	(Eigenkapital)-Rendite	Bemerkung
Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz, Ausgearbeitet durch Prof. Dr. M. Filippini, Dr. S. Banfi, C. Luchsinger, Dr. J. Wild CEPE ETH Zürich und MecoP Università della Svizzera Italiana Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bundesamtes für Wasser und Geologie und der Interessengruppe Wasserkraft Dezember 2001, Seite 98	[redacted]%[3]	Annahme für Investitionen in Wasserkraftanlagen für Versorgungsunternehmen
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
Rendite Staatsanleihen, Luzerner Kantonalbank private banking, 2. März 2010	[redacted]%	Risikolose Kapitalanlage in der Schweiz

Für Investoren ist eine Renditeerwartung bei einer Investition in BGA gegenüber Investitionen im Bereich regenerativer Energien zu betrachten, insbesondere was die Prozess- und Technikrisiken bei dem Betrieb von BGA betrifft (Betriebsrisiko). Höhere Risiken sind als Risikoaufschläge auf die erwartete Eigenkapitalrendite zu bewerten.

[3] Siehe Validierungsbericht vom 3.September 2010,Seite 6

Bei BGA 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 Inputmaterial und hinsichtlich Temperaturführung ziehen systemimmanent Reduktionen des Gasertrags, und damit Reduktionen der produzierten und eingespeisten elektrischen Energiemenge nach sich. Aus Investorensicht stellt dies einen Unsicherheitsfaktor dar, der mit Risikoabschlägen auf den Gasertrag zu berücksichtigen ist, bzw. in der Vergangenheit bei vielen Projekten nicht berücksichtigt wurde.

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 Reparaturaufwendungern, sowie auch zu Motorenausfällen mit entsprechenden Produktionsstillständen für den einzuspeisendem elektrischen Strom. Damit verbunden ist eine hohe Volatilität der Ausgabenströme, die aus Investorensicht ein Engagement erschwert.

Im Allgemeinen ist die Co-Substratlage in der Schweiz angespannt und wird sich in Zukunft weiter verschärfen. Es ist damit zu rechnen, dass die BGA in kürzeren Abständen mit verschiedenen Co-Substraten beschickt werden müssen, was die Prozessstabilität reduziert und höhere Ansprüche an den Anlagenbetrieb (Fütterung, Überwachung) stellt.

Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieprojekten sind eine grosse Anzahl von Biomasselieferanten und Beteiligten in der Betreibergesellschaft involviert. Dies stellt die Betriebsführung kompliziert dar und erhöht das Organisationsrisiko.

Es gibt auf Investoren-Seite meist nur geringe Erfahrungen mit BGAs. Auch wenn diese Erfahrungen oft durch Planungsbüros hinzugezogen werden, bleibt das Investitionsrisiko sehr hoch.
Damit wäre die erwartete Eigenkapitalrendite im Vergleich zu Investitionen im Bereich Wasserkraftanlagen (Renditeerwartung [redacted]%) als höher zu bewerten. Als konservativer Ansatz für die Bewertung der Additionalität soll hier dennoch lediglich der Benchmark von [redacted]% angenommen werden.

Als NPV muss ein positiver Wert erreicht werden, da ansonsten durch Investition in andere Opportunitäten eine höhere Rendite hätte erreicht werden können. Über die benötigte Höhe des NPV kann kein fester Wert angegeben werden, wohl aber die Forderung gestellt werden, dass dieser mindestens positiv sein muss.

Risikolose Investments in Staatsanleihen bilden eine untere Grenze für eine Eigenkapitalrendite.

Für den Kapitalwert nach der Vollzugsweisung wird kein Benchmark angegeben, da keine öffentlich zugänglichen Quellen für diesen finanziellen Kennwert angegeben werden konnten.

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

- [redacted]% Eigenkapitalrendite (IRR)
- mindestens positiver NPV

Die finanziellen Kenndaten der Projekte *ohne Erlös aus Emissionsgutschriften* sind zum Vergleich mit dem Benchmark in Tabelle 19 dargestellt.

Tabelle 19:Finanzielle Kenndaten Vergleich Projekt ohne Erlös aus Emissionsgutschriften und Benchmark

Finanzielle Kenndaten und Benchmar	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5	Benchmark
IRR auf Eigenkapital	[redacted]					
Kapitalwert nach Vollzugsweisung [CHF]						
NPV [CHF]						

Finanzielle Kenndaten und Benchmar	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10	Benchmark
IRR auf Eigenkapital	[redacted]					
Kapitalwert nach Vollzugsweisung [CHF]						
NPV [CHF]						

Sensitivitätsanalyse

Um die Robustheit der Wirtschaftlichkeitsanalyse zu demonstrieren, wurden der Vollzugsweisung folgend zwei weitere Szenarien entwickelt.

Im *Maximalszenario* wurden *gleichzeitig* die Investitionskosten und die laufenden Kosten um 5% reduziert, während die Erlöse um 5% erhöht wurden. Dies entspricht einem hypothetischen optimalen Szenario für den Projektbetreiber (best case).

Im *Minimalszenario* wurden *gleichzeitig* die Investitionskosten und die laufenden Kosten um 5% erhöht, während die Erlöse um 5% reduziert wurden. Dies entspricht einem hypothetischen negativen Szenario für den Projektbetreiber (worst case).

Bei den Szenarien wurden *gleichzeitig alle Positionen*, die mindestens 20% der Investionskosten, Einnahmen oder Kosten darstellen um 5% variiert. Dabei wurde nicht auf die Wahrscheinlichkeit dieser Änderungen eingegangen. Als wahrscheinlichstes Szenario sind die im Bündel angegebenen Rahmenbedingungen anzusehen. Von diesen Rahmenbedingungen werden die anderen Szenarien abgeleitet. Die Ergebnisse für die Projekte sind in Tabelle 20 bis Tabelle 29 dargestellt.

Ausserdem wird der Einfluss der Veränderung der *einzelnen* Kosten und Erlöse auf die IRR bei einer 5%igen Änderung soweit möglich in Abbildung 5 bis Abbidlung 7 dargestellt. Aus Datenverarbeitungsgründen war es nur für die Projekte 4, 8 und 9 möglich die Sensivität darzustellen.

Tabelle 20: Szenarien Projekt 1

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF]			
Klimaschutzbündel landw. Biogasanlagen CH, Bündel III, Projekt 01			
	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land) Strom Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage Unterhaltskosten	[redacted]		
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre [redacted]%	[redacted]		

Tabelle 21 - Szenarien Projekt 2

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF]			
Klimaschutzbündel landw. Biogasanlagen CH, Bündel III, Projekt 02			
Veränderbare Zellen:	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)	[redacted]		
Strom			
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage			
Unterhaltskosten			
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital	[redacted]		
Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung			
NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre [redacted]%			

Tabelle 22 - Szenarien Projekt 3

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF]			
Klimaschutzbündel landw. Biogasanlagen CH, Bündel III, Projekt 03			
Veränderbare Zellen:	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage,	[redacted]		
Strom			
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage			
Unterhaltskosten			
Substratkosten			
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital	[redacted]		
Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung			
NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre [redacted]%			

Tabelle 23 - Szenarien Projekt 4

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF]			
Klimaschutzbündel landw. Biogasanlagen CH, Bündel III, Projekt 4			
Veränderbare Zellen:	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)	[redacted]		
Strom			
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage			
Substratkosten inkl. Transpotr			
Unterhaltskosten			
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital	[redacted]		
Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung			
NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre			

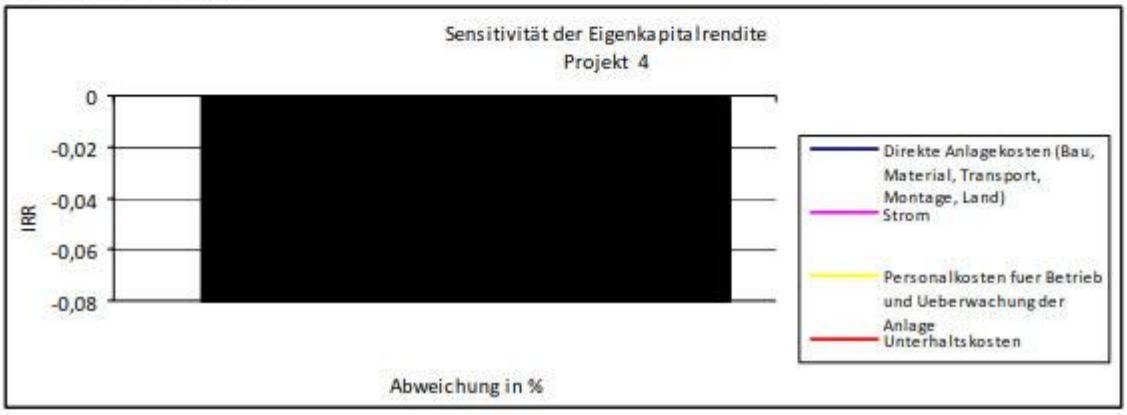

Abbildung 5 – Sensivität der Eigenkapitalrendite auf die einzelnen Kosten und Erlöse Projekt 4

Tabelle 24 - Szenarien Projekt 5

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF]			
Klimaschutzbündel landw. Biogasanlagen CH, Bündel III, Projekt 05			
Veränderbare Zellen:	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)	[redacted]		
Strom			
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage			
Unterhaltskosten (Wartungskosten, Erneuerungskosten, Analytik)			
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital	[redacted]		
Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung			
NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre			

Tabelle 25 – Szenarien Projekt 6

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF]			
Klimaschutzbündel landw. Biogasanlagen CH, Bündel III, Projekt 06			
Veränderbare Zellen:	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)			
Strom			
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage			
Unterhaltskosten (Wartungskosten, Erneuerungskosten, Analytik)			
Allgemeine Betriebskosten			
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital			
Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung			
NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre [redacted]%			

Tabelle 26 - Szenarien Projekt 7

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF]			
Klimaschutzbündel landw. Biogasanlagen CH, Bündel III, Projekt 07			
Veränderbare Zellen:	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)			
Strom			
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage			
Unterhaltskosten (Wartungskosten, Erneuerungskosten, Analytik)			
Allgemeine Betriebskosten			
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital			
Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung			
NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre [redacted]%			

Tabelle 27 - Szenarien Projekt 8

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF] Klimaschutzbündel landw. Biogasanlagen CH, Bündel II, Projekt 08			
Veränderbare Zellen:	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land) Strom Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage Unterhaltskosten (Wartungskosten, Erneuerungskosten, Analytik)	[redacted]		
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre [redacted]%	[redacted]		

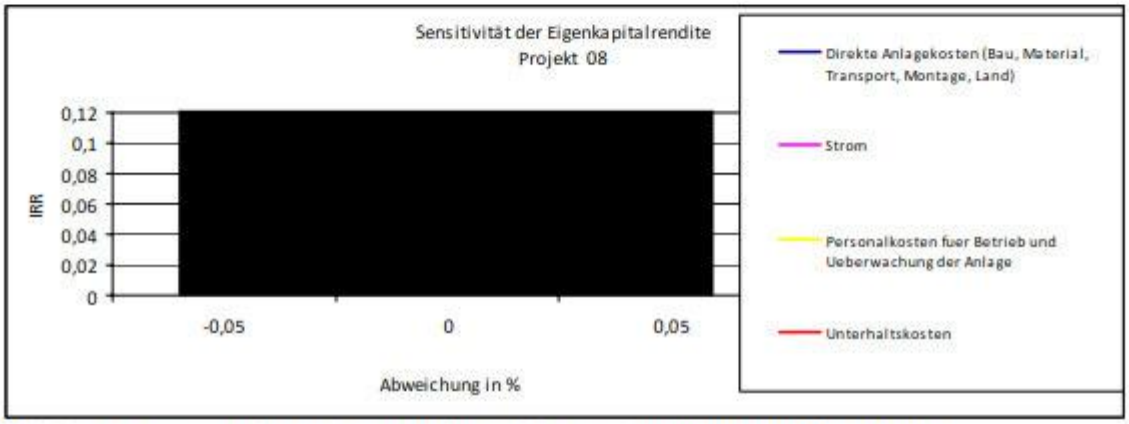

Abbildung 6 – Sensivität der Eigenkapitalrendite auf die einzelnen Kosten und Erlöse Projekt 8

Tabelle 28 – Szenarien Projekt 9

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF]			
Klimaschutzbündel landw. Biogasanlagen CH, Bündel III, Projekt 09			
Veränderbare Zellen:	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)	[redacted]		
Strom			
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage			
Unterhaltskosten (Wartungskosten, Erneuerungskosten, Analytik)			
Substratkosten			
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital	[redacted]		
Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung			
NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre			

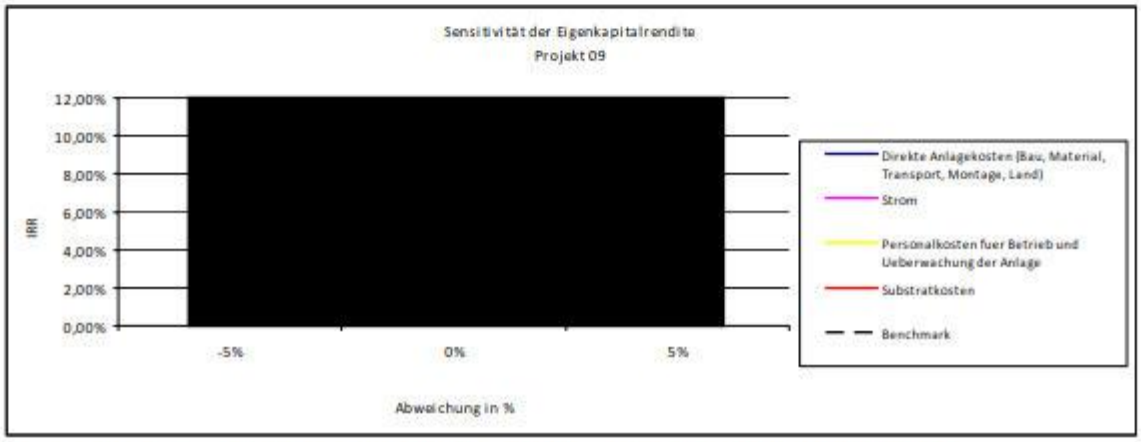

Abbildung 7 – Sensivität der Eigenkapitalrendite auf die einzelnen Kosten und Erlöse Projekt 9

Tabelle 29 – Szenarien Projekt 10

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF]			
Klimaschutzbündel landw. Biogasanlagen CH, Bündel III, Projekt 10			
Veränderbare Zellen:	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)	[redacted]		
Strom			
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage			
Unterhaltskosten			
Substratkosten			
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital	[redacted]		
Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung			
NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre			

Alle Projekte sind selbst im Maximalszenario unter dem Benchmark der IRR von [redacted]%.
Der NPV wird höchstens im (unwahrscheinlichen) Maximalszenario positiv. Bei der Variation von nur einem Kosten- oder Erlösposten sind die Werte der IRR immer wesentlich unterhalb des Benchmarks.

Die finanzielle Barriere für die Projekte wurde dargelegt. Ohne Erlöse aus dem Verkauf von Emissionsgutschriften werden die Projekte wegen schlechtem Verhältnis zwischen Risiko und Rentabilität nicht umgesetzt.

C.3.4 Analyse anderer Hemmnissen

Landwirtschaftliche BGA, die von dem Landwirtschaftsbonus der KEV profitieren wollen, haben ein grosses Problem bei der Akzeptanz der Zonenkonformität. Bisherige BGA, die zu 50% Co-Substrate füttern, benötigen spezifisch ein geringeres Volumen pro installierter elektrischer Leistung. Kleinere Anlagen werden leichter in der Landwirtschaftszone als zonenkonform angesehen. Durch die Verwendung von 80% Hofdünger, der pro Tonne viel weniger Biogas produziert, als die meisten Co-Substrate, benötigen die landwirtschaftlichen BGA mit Landwirtschaftsbonus spezifisch ein grösseres Volumen pro installierter elektrischer Leistung. Obwohl die Verbindung zur Landwirtschaft grösser ist, wird auf Grund der grösseren Volumina oft eine Baugenehmigung in der Landwirtschaftszone schwierig. Dies kann zur Folge haben, dass die finanziellen Rahmenbedingungen gesprengt werden, oder die effektive Nutzung der erneuerbaren Energie unmöglich gemacht wird.

Gerade die vorrangige Verwendung von Hofdünger liefert den grossen Klimaschutzeffekt. Eine Registrierung als Klimaschutzprojekt kann die Akzeptanz einer BGA in der Landwirtschaftszone erhöhen, weil dadurch das Bewusstsein, dass die Landwirtschaft ebenfalls ein wichtiger Emittent von Treibhausgasen ist, der Öffentlichkeit und den zuständigen Behörden bewusst gemacht wird. Der Klimaschutzeffekt der BGA in diesem Bündel festigt weiterhin den Bezug zur Landwirtschaft.

Da die zusätzlichen Kosten dieser Hemmnisse nur schwer zu beziffern sind, wurden sie in der Wirtschaftlichkeitsanalyse nicht berücksichtigt. Dies ist als konservative Annahme zu sehen, da ein erhöhter Genehmigungsaufwand immer auch beim Projektpromotor zu erhöhten Kosten führt. Darüber hinaus ist der wahre Verlust durch Zeitverzögerungen schnell viel zu hoch um noch sinnvoll eingebunden werden zu können.

C.3.5 Auswirkungen der Registrierung als Projekt

Durch den Erlös aus dem Verkauf von Emissionsgutschriften verbessern sich die finanziellen Kenndaten der Projekte, wie in Tabelle 30 dargestellt. Es wurde ein Preis für die Emissionsgutschriften von [redacted] CHF/tCO_{2e} angenommen. Dabei handelt es sich um einen Preis, der netto an die Betreiber ausgezahlt werden soll, d.h. es wurden alle Transaktionskosten, inkl. Validierungs-, Registrierungs-, Monitorings-, Verifizierungs- und Zertifizierungskosten, bereits vom Preis für die Emissionsgutschriften abgezogen. Die Einnahmen aus den Erlösen der Emissionspapiere wurden nicht nur für die Jahre bis 2012, sondern über die gesamte Laufzeit der Projekte einbezogen. Die Emissionsreduktionen aus dem Wärmeteil wurden nicht berücksichtigt, da sie in diesem Bündel nicht geltend gemacht werden.

Tabelle 30:Auswirkung der Registrierung als Projekt

Auswirkung der Registrierung als	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
IRR auf Eigenkapital	[redacted]				
Kapitalwert nach Vollzugsweisung [CHF]					
NPV [CHF]					

Auswirkung der Registrierung als	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
IRR auf Eigenkapital	[redacted]				
Kapitalwert nach Vollzugsweisung [CHF]					
NPV [CHF]					

Abgesehen von den finanziellen Kenndaten verbessert sich die Aussicht darauf, dass die Projekte ihre Klimaschutzfunktion dort umsetzen können wo die Emissionen entstehen: in der Landwirtschaft. Eine Registrierung als Klimaschutzprojekt kann den Genehmigungsprozess entscheidend erleichtern/beschleunigen.

C.4. Berechnung der Emissionsreduktion:

C.4.1 Projektemissionen

Das Projekt emittiert Klimagase durch unvollständige Methanverbrennung im BHKW und der Notfackel, sowie durch den Transport der Biomasse.

Unvollständige Methanverbrennung

Das Methan im Biogas wird als Treibstoff eines BHKWs verbrannt. Dabei wird das Methan vollständig verbrannt (99,5%). Die in Notfällen zur Methanverbrennung genutzte Notfackel verbrennt mehr als 99% des eingehenden Methans.
Das entweichende Methan muss in der Emissionsrechnung berücksichtigt werden. Dazu wird die Methanemission durch unvollständige Methanverbrennung mit der Verbrennungseffizienz des BHKW und der Notfackel berechnet:

$$PE_{flare} = BE_{CH4} \cdot (FT_{CHP}/8.760 \cdot (1-EF_{CHP}) + FT_{Flare}/8.760 \cdot (1-EF_{Flare}))$$

mit:

PE_{flare}	= jährliche Projektemissionen durch unvollständige Methanverbrennung, in t CO_{2e}
FT_{CHP}	= jährliche Betriebsstunden des BHKW, in h
EF_{CHP}	= Verbrennungseffizienz des BHKW (99,5%)
FT_{Flare}	= jährliche Betriebsstunden der Notfackel, in h
EF_{Flare}	= mittlere Verbrennungseffizienz der Notfackel (99%)

Mit den Parametern aus Annex 3 ergibt sich:

Tabelle 31: Projektemissionen durch unvollständige Methanverbrennung

PE_{flare} [tCO_{2e}]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
2011					
2012 - 2031					
PE_{flare} [tCO_{2e}]	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
2011					
2012- 2031					

Biomassetransport

Die BGA wird mit Hofdünger und Co-Substraten beschickt. Hofdünger kann unterteilt werden in flüssigen Hofdünger (Gülle) und festen Hofdünger (Mist, etc.). Diese müssen zur Anlage und der Gärrest auf die Felder/zurück zu den Hofdüngerlieferanten transportiert werden. Die dadurch entstehenden Emissionen werden durch den Treibstoffverbrauch der Transportfahrzeuge berechnet, die voraussichtlich eingesetzt werden. Dabei wird zwischen dem Transport des flüssigen Hofdüngers und des Gärrestes auf der einen Seite und der Kombination aus Co-Substraten und festem Hofdünger (Mist, etc.) auf der anderen Seite unterschieden. Es ergeben sich Emissionen aus dem Transport von:

$$PR_{trans} = F_{CON\text{-}total}\, EF_{CO2\text{-}diesel}$$

mit

PR_{trans} = jährliche Emissionen durch den Transport aller in der Biogasanlage verarbeiteten Biomasse und deren Abtransport, in tCO_{2e}/a

$F_{CON\text{-}total}$ = jährlicher Dieselverbrauch für den Transport aller in der BGA verarbeiteten Biomasse und deren Abtransport, in l

$EF_{CO2\text{-}diesel}$ = Emissionsfaktor für Dieseltreibstoff, in $kgCO_2/l$

wobei

$$F_{CON\text{-}total} = \Sigma F_{CON\text{-}i} \cdot D_i$$

mit

i = Biomasseart (i = flüssiger Hofdünger und Gärrest [G], fester Hofdünger [M], Co-Substrat [C])

$F_{CON\text{-}i}$ = Dieselverbrauch des Transporters für die Biomasseart i, in l/km

D_i = jährliche Fahrtdistanz um die Biomasseart i zur oder von der BGA zu transportieren, in km

wobei

$$D_i = F_i \cdot D_{i\text{-}BGA}$$

mit

F_i = jährliche Fahrten um Biomasseart i zur BGA zu transportieren und um den Gärrest zurück zu transportieren

$D_{i\text{-}BGA}$ = mittlere Entfernung Biomasseart i zum BGA Standort, in km

wobei

$$F_i = V_i/C_i \cdot 4$$

mit

4 = Faktor um An- und Abtransport Rechnung zu tragen. Sehr konservative Annahme, da angenommen wird, dass jede Anlieferung von Biomasse 2 Fahrten benötigt, jede Auslieferung von Gärrest ebenso. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Logistik des Projektes besser ausgelegt wird und sich damit weniger Fahrten ergeben. Mehr Fahrten können ausgeschlossen werden.

V_i = jährliches Volumen der zu und von der BGA transportierten Menge der Biomasseart i, in m^3

C_i = Transportvolumen des Transporters für Biomasseart i, in m^3.

Die Ergebnisse der Berechnung der Projektemissionen durch den Transport sind mit den Parametern aus Annex 3 sind in Tabelle 32 dargestellt.

Tabelle 32: Projektemissionen durch Transport

PE_{trans} [tCO_2e]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
2011					
2012 - 2031					
PEtrans [tCO2e]	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
2011					
2012 - 2031					

Der Energieverbrauch für den Transport kann in Relation zur erwarteten Energieproduktion der BGAs gesetzt werden. Die Ergebnisse der Berechnungen zur „grauen Energie" sind in Tabelle 33 dargestellt. Der Anteil des Transportes an der gesamten produzierten Energie („grauen Energie") ist bei allen Projekten ausser Projekt 4 und 5 kleiner als 2%!

Tabelle 33: Graue Energie durch Transport

graue Energie [% der Gesamtenergieproduktion]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
2011 - 2031					
graue Energie [% der Gesamtenergieproduktion]	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
2011 - 2031					

Indirekte Projektemissionen

Indirekte Projektemissionen (Leakage) entstehen dadurch, dass Projektaktivitäten dazu führen, dass ausserhalb der Projektgrenzen Treibhausgasemissionen entstehen, die ohne das Projekt nicht entstanden wären.

Es macht nur Sinn indirekte Projektemissionen zu beachten, wenn Einrichtungen von oder zu einem anderen Projekt transferiert wurden. Beides ist nicht der Fall und es wird davon ausgegangen, dass durch das Projekt ausserhalb der Projektgrenzen keine Treibhausgasemissionen erhöht werden. Daher gilt

$$\text{Leakage} = 0.$$

Summe der Projektemissionen durch unvollständige Verbrennung, Transport, und Leakage

Die gesamten Projektemissionen ergeben sich zu:

$$PE_{gesamt} = PR_{trans} + PR_{flare} + \text{Leakage}$$

In einem früheren Validierungsbericht wurde angemerkt, dass die Projektemissionen zusätzlich um einen Unsicherheitsfaktor ergänzt werden sollen um Emissionen aus Zwischenlagern, sowie Leckagen Rechnung zu tragen. Dieser Forderung wird durch einen zusätzlichen Term Sorge getragen (die einzelnen Grössen und EF, GWP werden im folgenden Abschnit erläutert. Die Projektemissionen werden somit um einen weiteren konservativen Summand erhöht:

$$PE_{gesamt} = PE_{trans} + PE_{flare} + \text{Leakage} + \blacksquare\% * \Sigma_i EF_i * GWP_{CH4} * 1/1000$$

Es ergeben sich schliesslich die in Tabelle 34 aufgeführten Projekemissionen.

Tabelle 34: Projektemissionen inklusive Leakage

PE_{gesamt} [tCO_{2e}]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
2011					
2012 - 2031					
PE_{gesamt} [tCO_{2e}]	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
2011					
2012 - 2031					

C.4.2 Emissionen des Referenzszenarios

Die Referenzszenarioemissionen setzen sich aus den Methanemissionen (BE_{CH4}) und den Emissionen der Heizsysteme (BE_W) zusammen. Beide Emissionen werden im Folgenden getrennt berechnet.

Methan (CH_4) Reduktion

Die Berechnung der Methanemissionen der Referenzmethode folgt den Empfehlungen der IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty management in National Greenhouse Gas Inventories[10].
Länderspezfische Werte zu den Emissionsfaktoren sind nicht verfügbar und können daher nicht verwendet werden.
Die organische Trockensubstanz der tierischen Exkremente innerhalb des Tierbestandes T wird berechnet durch:

$$VS_T = p_T \cdot n_T$$

mit

T	= Tiergattung (T= Rinder (Milchkühe)[aM], Rinder (sonstige)[aR], Schweine[aS], Poulets[aH], Pferde[aP])
VS_T	= organische Trockensubstanz der tierischen Exkremente des Tierbestandes T in kg/d
p_T	= organische Trockensubstanzproduktion pro Tier des Tierbestandes T und Tag, in kg/d
n_T	= Tieranzahl des Tierbestandes T.

Damit lässt sich der Methanemissionsfaktor pro Jahr berechnen durch:

$$EF_T = (VS_T \cdot 365) \cdot (B_{oT} \cdot 0{,}67 kg/m^3 \cdot \Sigma_{S,k}\, MCF_{S,k}\, MS_{T,S,k})$$

mit:

S	= Exkrementbehandlungssystem (S = Rindergülle[G], Rindermist[M], Rindertiefstreu[T], Schweinegülle[L], Schweinemist[N], Pouletmist[H], Pferdemist[P])
k	= Klimaregion (k = Schweiz, d.h. jährliche Durchschnittstemperatur <11 °C)
EF_T	= Emissionsfaktor für den Tierbestand T, in kg CH_4,

[10] Für die Berechnung der Methanemissionen wurden im Wesentlichen die Seiten 4.30 bis 4.35 hinzugezogen, siehe Annex 3.

VS_T = organische Trockensubstanz der tierischen Exkremente innerhalb des Tierbestandes T, in kg VS pro Tag,

B_{oT} = maximale CH_4 Produktionskapazität für Exkremente von dem Tierbestand T, in m^3 / CH_4 kg VS,

$0.67kg/m^3$ = Dichte von Methan bei 20 °C und Normaldruck,

$MCF_{S,k}$ = CH_4-Umrechnungsfaktor für das Exkrementbehandlungssystem S in der Klimaregion k, in %

$MS_{T,S,k}$ = Anteil der Exkremente, die vom Tierbestand T mit dem Exkrementbehandlungssystem S in der Klimaregion k verarbeitet werden

Die Referenzszenarioemissionen durch Methan aus Hofdüngerlagerung werden auf Grund der Unsicherheiten der angenommenen Modelle mit einem zusätzlichen Abschlag von [redacted]% (Unsicherheitsfaktor *UF*) verringert um eine konservative Schätzung durchzuführen. Schliesslich ergibt sich die folgende Gleichung:

$$BE_{CH4} = UF \cdot (EF_{aM} + EF_{aR} + EF_{aS} + EF_{aH} + EF_{aP}) \cdot GWP_{CH4} \cdot 1/1000$$

mit:

BE_{CH4} = Referenzszenarioemissionen durch Methan aus Hofdüngerlagerung, in t CO_{2e}

UF = Unsicherheitsfaktor zur konservativen Berechnung unter Einbeziehung der Modellunsicherheiten (0,94)

GWP_{CH4} = Globales Erwärmungspotential von CH_4, in kg CO_{2e} / kg CH_4.

Die Berechnung der oben dargelegten Methoden führt mit den Werten aus Annex 3 zu:

Tabelle 35: Referenzszenarioemissionen durch Methan aus Hofdüngerlagerung

BE_{CH4} [tCO_{2e}]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
2011					
2012 - 2031					
BE_{CH4} [tCO_{2e}]	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
2011					
2012- 2031					

Erneuerbare Energien (Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff)

Die gesamten Referenzszenarioemissionen durch die Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff werden auf Basis des Brennstoffverbrauches und der bereits anderweitig geltend gemachten Emissionsreduktionen berechnet:

$$BE_W = (BE_G - BE_D), \text{ wenn } BE_D < BE_G$$
$$BE_W = 0, \text{ wenn } BE_D \geq BE_G$$

BE_W = jährliche gesamte Referenzszenarioemission, die vom Bündel geltend gemacht wird unter Berücksichtigung bereits anderweitig zugesagter Reduktionen, in t CO_2

BE_G = jährliche Referenzszenarioemissionen durch Wärme, die durch das Projekt ersetzt werden soll[11], in t CO_2,

BE_D = gesamte Emissionsreduktionen durch Abwärmenutzung deren Klimaschutznutzen bereits anderweitig geltend gemacht wurden, in t CO_2

Die Emissionsreduktion wird auf Basis des Brennstoffverbrauches berechnet, der ohne das Zustandekommen des Projektes auftreten würde, multipliziert mit dem Emissionskoeffizienten für die Ersetzung von fossilen Brennstoffen.

Die CO_2-Emissionen aus der Heizung mit fossilen Brennstoffen werden in dem Referenzszenario folgendermassen berechnet:

$$BE_G = \Sigma_m AR_m \cdot HG_m \cdot EF_{CO2\text{-}m}$$

mit:

m = verwendeter Brennstoff (m = Erdöl HEL [HEL], Erdöl HS [HS], Erdgas [EG])

AR_m = Anteil anrechenbarer Emissionsreduktionen durch Ersatz des benutzten Brennstoffes m, nach Tabelle 12, in %,

HG_m = jährliche Nettowärme die zum Heizen durch das Projekt zur Verfügung gestellt wird und den Brennstoff m ersetzt, in TJ,

$EF_{CO2\text{-}m}$ = Emissionsfaktor des benutzten Brennstoffs m, in t CO_2 / TJ.

Um die Emissionen durch Brennstoffverbrauch zu berechnen, muss die Brennstoffmenge in den Energiegehalt des verheizten Brennstoffes umgerechnet werden. Dies wird mit der Dichte und dem Heizwert des Brennstoffes berechnet. Weiterhin wird der Wirkungsgrad des Heizsystems berücksichtigt.

$$HG_m = O_{used\text{-}m} \cdot \rho_m \cdot NCV_m$$

mit:

$O_{used\text{-}m}$ = jährlicher Brennstoffverbrauch des Brennstoffs m im Falle, dass das Projekt nicht zustande käme, in l bei flüssigen Brennstoffen, bzw. Nm^3 bei Erdgas.

ρ_m = Brennstoffdichte des Brennstoffes m, in kg/l bei flüssigen Brennstoffen, bzw. kg/Nm^3 bei Erdgas

NCV_m = Heizwert des Brennstoffes m, in J/kg.

Anwendung der obigen Gleichungen mit den Parametern aus Annex 3 liefert:

[11] Der Wirkungsgrad des Heizsystems fällt bei der Gesamtbetrachtung aus der Berechnung heraus.

Tabelle36: Referenzszenarioemissionen durch Heizen mit fossilen Brennstoffen

BE_D [tCO_2e]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
2011					
2012					
2013					
2014					
2015					
2016					
2017					
2018					
2019 bis 2030					

BE_D [tCO_2e]	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
2011					
2012					
2013					
2014					
2015					
2016					
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					
2024 bis 2031					

Es muss bei der Anrechnung der Emissionsreduktionen eine Doppelzählung vermieden werden.
Emissionsreduktionen, die durch Zielvereinbarungen und der Übererfüllung der Zielvereinbarungen des Landwirtes mit der Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW), der EnAW und der Stiftung Klimarappen zustehen und von diesen abgegolten werden, müssen von den Referenzszenarioemissionen des Projektes in den massgeblichen Jahren abgezogen werden.

Es werden die Emissionsreduktionen, die bereits durch die EnAW (ER_{EnAW}) und Stiftung Klimarappen ($ER_{Klimarappen}$) beanspruchten werden in t CO_2 angegeben.

$$BE_D = ER_{EnAW} + ER_{Klimarappen}$$

mit

ER_{EnAW} = jährliche Emissionsreduktionen bei der Erzeugung von Raumwärme, die als Zielvereinbarungen der EnAW zugesagt wurden und deren Doppelzählung vermieden wird, in t CO_2

$ER_{Klimarappen}$ = jährliche Emissionsreduktionen bei der Erzeugung von Raumwärme, die als Übererfüllung der Stiftung Klimarappen zugesagt wurden und deren Doppelzählung vermieden wird, in t CO_2

Tabelle 37: Mit der EnAW abgegoltene Emissionsreduktionen (werden nur bei Bedarf eingefügt)

Tabelle 38: Mit der Stiftung Klimarappen abgegoltene Emissionsreduktionen (werden nur bei Bedarf eingefügt)

Tabelle 39: Emissionsreduktionen, deren Doppelzählung vermieden wird (werden nur bei Bedarf eingefügt)

Diese Emissionsreduktionen (BE_D) werden von den durch die BGA-Abwärmenutzung berechneten Emissionen (BE_G) abgezogen. Nur wenn diese Differenz positiv ist, werden Emissionen durch die BGA-Abwärmenutzung durch dieses Bündel als Referenzszenarioemissionen geltend gemacht.

Die gesamte Referenzszenarioemission ergibt sich aus der Summe der Methanemissionen und den aus den Heizsystemen kommenden und nicht anderweitig zugesagten Emissionen.

$$BE = BE_{CH4} + BE_W - BE_D$$

Tabelle 40: Referenzszenarioemissionen (werden nur bei Bedarf eingefügt)

C.4.3 Emissionsreduktionen

Die Emissionsreduktion (ER) ergibt sich aus der Differenz zwischen der Referenzszenarioemission und der Projektemission:

$$\boldsymbol{ER} = BE - PE_{gesamt}$$

Tabelle 41: Emissionsreduktionen ohne Wärmeteil.

ER [tCO_{2e}]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
2011					
2012 - 2031					
ER [tCO_{2e}]	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
2011					
2012 - 2031					

Im Jahr 2011 wurde nur der Anteil an Reduktionen berechnet, den die BGAs in Betrieb sind.

C.4.4 Dem Bund zustehende Emissionsreduktionen

Von den Reduktionen steht dem Bund nach der Vollzugsweisung der Anteil zu, durch den er mit Fördermassnahmen die Investitionskosten des Projektes gesenkt hat. Die Förderbeiträge der öffentlichen Hand sind im Einzelnen in Tabelle 42 aufgeführt. Die Emissionsreduktionen wurden also zum gleichen Anteil dem Bund zugeteilt, mit welchem die Fördermassnahmen zur Investitionssumme Beitragen.

Tabelle 42: Anteil der Emissionsreduktionen der öffentlichen Hand durch Förderbeiträge

Anteil öffentliche Hand durch Förderbeiträge [tCO_{2e}]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
2011					
2012 - 2031					
Anteil öffentliche Hand durch Förderbeiträge [tCO_{2e}]	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
2011					
2012 - 2031					

Da in diesem Bündel keine Emissionsreduktionen aus der Wärmelieferung der Projekte beantragt werden, sind Doppelzählungen mit EnAW oder Stiftung Klimarappen ohne weitere Erklärungen ausgeschlossen.
Es wird darauf hingewiesen, dass Emissionsreduktionen aus der Wärmelieferung der Projekte , die der EnAW oder der Stiftung Klimarappen zustehen, bereits in der Referenzszenarioemissionsberechnung berücksichtigt wurden und eine Doppelzählung ausgeschlossen wird.

C.4.5 Dem Projektträger zustehende Emissionsreduktionen

Schliesslich ergeben sich aus der Differenz der Mengen aus Tabelle 41 und Tabelle 42 die dem Projektträger zustehenden Emissionsreduktionen. Diese sind in Tabelle 43 dargestellt.

Tabelle 43: Dem Projektträger zustehende Emissionsreduktionen ohne Wärmeteil.

Projektträger zustehend [tCO_{2e}]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Projekt 4	Projekt 5
2011					
2012 - 2031					
Projektträger zustehend [tCO_{2e}]	Projekt 6	Projekt 7	Projekt 8	Projekt 9	Projekt 10
2011					
2012 - 2031					

Eine Zusammenfassung aller aus dem Bündel entstehenden Emissionsreduktionen findet sich in Tabelle 44.

C.4.6 Übersicht der Emissionen und Emissionsreduktionen des gesamten Bündels

In Tabelle 44 ist die Übersicht aller in diesem Bündel geltend gemachten Emissionsreduktionen. Tabelle 45 dient lediglich als Beispielrechnungen für Emissionsreduktionen aus der Wärmenutzung der Projekte, die in diesem Bündel nicht geltend gemacht werden.

Tabelle 44:Zusammenfassung der Resultate für alle Jahre bis 2012 durch Methanreduktion (Gesamtmengen die in diesem Bündel geltend gemacht werden).

Jahr	Schätzung der Projektemission (PE_{gesamt} inkl. Leakage) [tCO_{2e}]	Schätzung der Emissionen aus der Referenzentwicklung Methanemissionen (BE_{CH4}) [tCO_{2e}]	**Schätzung der gesamten Emissionsreduktion (ER) [tCO_{2e}]**	Anteil öffentliche Hand durch Förderbeiträge [tCO_{2e}]	**Projektträger zustehend [tCO_{2e}]**
2011	154	1.663	**1.509**	2	**1.506**
2012	876	9.060	**8.185**	29	**8.155**
2013	876	9.060	**8.185**	29	**8.155**
Gesamt	1.906	19.784	**17.878**	61	**17.816**

Tabelle 45: Zusammenfassung der Resultate für alle Jahre bis 2012 durch Ersatz fossiler Brennstoffe, die in diesem Bündel nicht beantragt werden.

Jahr	Schätzung der Emissionen aus der Projektemission Ersatz fossiler Brennstoffe [tCO_{2e}]	Schätzung der Emissionen aus der Referenzentwicklung Ersatz fossiler Brennstoffe (BE_{FF}) [tCO_{2e}]	Leakage Ersatz fossiler Brennstoffe	**Schätzung der gesamten Emissionsreduktion aus dem Ersatz fossiler Brennstoffe [tCO_{2e}]**
2011	-	1.290	-	**1.290**
2012	-	1.253	-	**1.253**
2013	-	1.211	-	**1.211**
Gesamt	-	3.755	-	**3.755**

C.5 Anwendung der Monitoringmethode und Beschreibung des Monitoringplans

C.5.1 Beschreibung des Monitoringplans

Es werden die folgenden Monitoringmethoden angewandt, um die Methanemissionen, die zerstört werden und die sonst ungehindert in die Atmosphäre emittiert worden wären im realen Projektbetrieb zu bestimmen, verifizierbar zu machen und schliesslich zu registrieren.

Durch Daten aus bestehenden BGA bezüglich der verwendeten Menge an Co-Substraten und Hofdünger und der resultierenden Biogasmenge könnte das Monitoring vereinfacht werden bzw. auf entsprechende Daten könnte Bezug genommen werden. Allerdings liegen zu diesem Zeitpunkt noch nicht genügend Daten vor. Bei zukünftigen Projektanträgen können diese Daten berücksichtig werden sofern schon genügend Daten vorliegen.

Zur Bestimmung der Reduktionen durch Vermeidung von Methanemissionen, wird die Methanmenge gemessen, die im BHKW verbrannt wird. Dies geschieht, indem ein Durchflussmessgerät die Menge und ein Gasanalysegerät die Biogaszusammensetzung messen. Es werden die Substratmengen durch Wiegen, bzw. Volumenmessungen bei der Annahme an der Biogasanlage protokolliert. Ausserdem werden die produzierten thermischen und elektrischen Energieströme gemessen. Regelmässige Untersuchungen der Gärreste und Messung der Gesamtmethanemissionen der BGA durch unabhängige externe Prüfstellen bilden eine besondere ex-post Verifizierbarkeit des Klimaschutzeffektes. Da die Emissionsreduktionen aus der Wärmenutzung nicht beantragt werden, ergeben sich die gesamten dem Projekt zugeteilten Emissionsreduktionen $ER_{y,\,ex\text{-}post}$ im Jahr *y* durch:

$$ER_{y,\,ex\text{-}post} = ER_{CH4,\,y,\,ex\text{-}post}$$

mit :

$ER_{y,\,ex\text{-}post}$ = gesamte dem Projekt zugeteilte Emissionsreduktion im Jahr y, in t CO_2e
$ER_{CH4,\,y,\,ex\text{-}post}$ = Emissionsreduktion durch Methanumwandlung im Jahr y, in t CO_2e.

Zur Bestimmung der Reduktion durch Wärmenutzung wird die Wärmemenge protokolliert, die vom Wärmeabnehmer von der BGA bezogen wurde. Diese Wärmemenge wird dann in die Menge fossilen Brennstoffes umgerechnet, der sonst für die Erzeugung dieser Wärmemenge verheizt worden wäre.

Die gesamten dem Projekt zugeteilten Emissionsreduktionen $ER_{y,\,ex\text{-}post}$ im Jahr *y* ergeben sich unter Berücksichtigung der Wärmemengen aus der Summe der Reduktionen durch Vermeidung von Methanemissionen und der Reduktionen durch Wärmenutzung:

$$ER_{y,\,ex\text{-}post} = ER_{CH4,\,y,\,ex\text{-}post} + ER_{W,y,ex\text{-}post}$$

mit :

$ER_{CH4,\,y,\,ex\text{-}post}$ = Emissionsreduktion durch Methanumwandlung im Jahr y, in t CO_2e,

$ER_{W,y,ex\text{-}post}$ = Emissionsreduktion durch thermische Energie, die fossile Energieträger ersetzt im Jahr y, in t CO_2 = t CO_2e.

Aus den aufgenommenen Daten werden nach den im Folgenden beschriebenen Methoden die Treibhausgasemissionsreduktionen ex-post berechnet:

Methan (CH_4) Reduktion

$$ER_{CH4,\,y,\,ex\text{-}post} = KF\,(MD_y - PR_{trans,\,y,\,ex\text{-}post} - PR_{flare,\,y,\,ex\text{-}post})$$

mit:

y = Jahr des Monitorings

KF = Konservativitätsfaktor, wobei

$$KF = (\Sigma\, M_j * KF_j)/\Sigma\, M_j$$

mit

M_j = gemessene Hofdüngermenge der Hofdüngerart j (j = Rindergülle, Rindermist, Schweinegülle, Schweinemist, Geflügelmist, Pferdemist), in t,

KF_j = theoretischer Konservativitätsfaktor der Hofdüngerart j (j = Rindergülle, Rindermist, Schweinegülle, Schweinemist, Geflügelmist, Pferdemist), berechnet aus den Anagaben im Projektantrag in %, mit den folgenden Werten:

Konservativitaetsfaktor KF_j[12]	Wert
Rinderguelle	[redacted] %
Rindermist	%
Schweineguelle	%
Schweinemist	%
Gefluegelmist	%
Pferdemist	%

$ER_{CH4,\,y,\,ex\text{-}post}$ = Emissionsreduktion durch Methanumwandlung im Jahr y, in t CO_2e,

MD_y = Methanmenge, die im Jahr y erfolgreich gespeichert und zum BHKW/Notfackel geleitet wurde, in t CO_2e (Berechnung siehe unten)

$PR_{flare,\,y,\,ex\text{-}post}$ = Projektemissionen durch Methanschlupf der gesamten Biogasanlage im Jahr y, gemessen durch externen Messdienst, in t CO2e

$PR_{trans,\,y,\,ex\text{-}post}$ = Projektemissionen durch Biomassetransport im Jahr y, in t CO_2e
wobei

$$PR_{trans,y,ex\text{-}post} = \Sigma_i\, F_{CON\text{-}i,y} \cdot F_{i,y,ex\text{-}post} \cdot D_{i\text{-}BGA,y} \cdot EF_{CO2\text{-}diesel}$$

[12] Zur Berechnung dieser Werte, siehe Annex 4

mit :

i	= Biomasseart (i = flüssiger Hofdünger und Gärrest [G], fester Hofdünger [M], Co-Substrat [C])
$F_{CON\text{-}i,y}$	= Dieselverbrauch des Transporters im Jahr y für Biomasseart i, in l/km
$F_{i,y,ex\text{-}post}$	= Transporte der Biomasseart i, im Jahr y
$D_{i\text{-}BGA,y}$	= mittlere Entfernung der Biomasseart i zum BGA Standort im Jahr y, in km
$EF_{CO2\text{-}diesel}$	= Emissionsfaktor für Dieseltreibstoff, in $kgCO_2/l$.

Wenn die Biogasproduktion BGP, entweder mit Option I oder Option II bestimmt wurde (siehe unten), kann die Methanmenge MD bestimmt werden durch:

$$MD_y = GWP_{CH4} \cdot 0{,}67kg/m^3 \cdot 1/1000 \cdot (BGP_y \cdot MC_y - \Sigma_n BGCO_{n,y} \cdot MCCO_{n,y}) \quad (1)$$

mit:

n	= Co-Substrate (Beispiel: n = Mühlenstaub, Molke, etc.)
BGP_y	= Biogasmenge die im Jahr y erfolgreich zerstört wurde, in m^3 (Berechnung siehe unten)
MC_y	= durchschnittlicher Methangehalt im Biogas im Jahr y, in Vol-%
$MCCO_{n,y}$	= Methangehalt im Biogas aus Co-Substrat n im Jahr y, in Vol-%
$BGCO_{n,y}$	= Biogasproduktion des Co-Substrates n im Jahr y, zu berechnen aus der jährlichen Co-Substratmasse ($MCOF_n$), die in den Fermenter eingebracht wurde, in m^3, wobei

$$BGCO_{n,y} = MCOF_{n,y} \cdot FCO_{n,y}$$

mit:

$MCOF_{n,y}$	= Masse des Co-Substrates n im Jahr y, in t
$FCO_{n,y}$	= Biogasproduktion aus Co-Substrat n im Jahr y, in m3/t (Frischmasse)

Die in Gleichung (1) benötigte Biogasmenge (BGP_y), die im Jahr y erfolgreich zerstört wurde kann mit zwei Optionen gemessen werden:

Option I : direkte Messung der Biogasmenge
aus der Messung mit einem Durchflussmessgerät ergibt sich direkt die Biogasmenge die erfolgreich zerstört wurde.

Option II: indirekte Messung der Biogasproduktion (BHKW)
aus der Messung der produzierten Strommenge, dem Methangehalt und dem elektrischen Wirkungsgrad des BHKW ergibt sich die Biogasmenge die erfolgreich zerstört wurde zu

$$BGP_y = E_{PRO,\,y} / (\eta_{CHP\text{-}el} \cdot MC_y \cdot E_{CH4})$$

mit:

$E_{PRO,\,y}$	= Stromproduktion (brutto) im Jahr y, in kWh
$\eta_{CHP\text{-}el}$	= Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW, in %
MC_y	= durchschnittlicher Methangehalt im Biogas im Jahr y, in Vol-%
E_{CH4}	= Energiegehalt von Methan (10 kWh/m3)

Erneuerbare Energien (Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff)

Bei der Abwärmenutzung können BGA-Projekte im Bündel bereits bis zum Jahr 2012 Emissionsredutkionen anderweitig zugesagt haben (EnAW, Stiftung Klimarappen). Diese Reduktionen dürfen nicht doppelt gezählt werden. Daher werden sie von den durch Abwärme erzeugten Reduktionen der Projekte in diesem Bündel subtrahiert. Dabei wird konservativ angenommen, dass zu erst alle Reduktionen aus den BGA-Projekten anderweitig verwendet werden[13]. Demnach ergibt sich die Emissionsreduktion durch thermische Energie, die fossile Energieträger ersetzt im Jahr y zu

$$ER_{W,y,ex\text{-}post} = ER_{G,y,ex\text{-}post}$$

mit :

$ER_{W,y,ex\text{-}post}$	= Emissionsreduktion durch thermische Energie, die fossile Energieträger ersetzt im Jahr y, in t CO_2 = t CO_2e,
$ER_{G,y,ex\text{-}post}$	= gesamte Emissionsreduktionen durch Abwärmenutzung, im Jahr y, in t CO_2

Die Bestimmung des ersetzten fossilen Brennstoffes wird jährlich überprüft, um einem möglichen Wechsel des Heizsystems beim Abnehmer Rechnung zu tragen. Die Emissionsreduktion durch thermische Energie ergibt sich damit

$$ER_{G,y,ex\text{-}post} = \Sigma_m\, TEP_{m,y} \cdot EF_{CO2,m} \cdot AR_{m,y,ex\text{-}post}$$

mit:

m	= ersetzter Brennstoff (m = Erdöl HEL [HEL], Erdöl HS [HS], Erdgas [EG])
$TEP_{m,y}$	= jährliche thermische Energiemenge, die im Jahr y von dem Wärmeabnehmer verwendet wird, um den Brennstoff m zu ersetzen, in TJ,
$EF_{CO2,m}$	= Emissionsfaktor des Brennstoffes m, in t CO_2e/TJ
$AR_{m,y,ex\text{-}post}$	= Anteil anrechenbarer Emissionsreduktionen im Jahr y durch Ersatz des Brennstoffs m, nach Tabelle 12, in %.

Zur Bestimmung von AR_m mittels Tabelle 12 ist die erwartete Nutzungsdauer (Lebensdauer) der installierten Heizsysteme in Annex 3 angegeben. Sollte das Heizsystem auf CO_2-neutrale Brennstoffe umgestellt werden, so ist dieser Faktor 0, und keine Emissionsgutschriften können mehr für die Wärmenutzung angerechnet werden.

[13] Es ist z.B. möglich, dass die BGA nur ein Teil eines Brennstoffreduktionsprojektes ist (Installation einer Holzhackschnitzelheizung) und die Gesamtheit der Wärmeproduktion aus nicht fossilen Quellen (BGA und Holzhackschnitzelheizung) bei er EnAW und der Stiftung Klimarappen angemeldet wurde.

Nährstoffkreisläufe

Sowohl die transparente und effiziente Erfassung, als auch die Kontrolle der Stoffflüsse in die und aus den BGA des Bündels ist ein zentrales Anliegen. Aus diesem Grunde wird dem Monitoringplan jährlich eine komplette Aufstellung der Stoffbilanz beigelegt, aus der sämtliche Eingangs- und Ausgangsmengen hervorgehen. Dies ermöglicht zum einen eine Überprüfung der verarbeiteten Materialien auf Kompatibilität mit gesetzlichen Vorgaben und Annahmelisten, und zum anderen eine detailgenaue Rückverfolgbarkeit der Ausgangsmengen. Damit kann für jede Lieferung von Gärgut aus der BGA angegeben und kontrolliert werden, wohin (zu welchem Abnehmer) sie geliefert wurde. Diese Rückverfolgbarkeit ist sowohl für das Volumen, bzw. Masse in Kubikmeter oder Tonnen, als auch für die Inhaltsstoffe, d.h. für die Hauptnährstoffe Stickstoff, Phosphor, Kalium, Magnesium, den Anteil an Trockensubstanz und organischer Trockensubstanz, sowie für alle Schwermetalle nach ChemRRV Anhang 2.6, garantiert.

Zur Unterstreichung der transparenten Erfassung der Stoffflüsse werden dem Monitoringplan eine komplette Aufstellung der Stoffbilanz und eine Analyse der vorgängig erwähnten Parameter beigelegt.

C.5.2 Messdaten

Tabelle 46: Messdaten für Montoringplan (Messdaten für Wärmenutzung nur als Beispiel enthalten, da in diesem Bündel keine Reduktionen aus Wärmeteil beantragt werden**).**

Parameter	Einheit	Datenquelle	Erhebungs-instrument	Auswertungs-instrument	Beschreibung des Messablaufes	Kalibrierungsablauf	Genauigkeit der Messemethode	Messinterv all	Kommentar
$PR_{Biom,y,ex-post}$ gemessener Methan-schlupf	t CO2e	externer Messdienst	externer Messdienst	externer Messdienst / Messgerät	Dichtigkeitsprüfung der Dächer, aller Behälterwanddurchgänge, Gasführende Leitungen, sowie Methangehalt in Abgas des BHKW/Notfackel	nicht anwendbar	Messung wird von Experten nach Messstandarts durchgeführt	jährlich	
$F_{consV,y}$ Diesel-verbrauch Transporter	l/km	Öffentliche Datensammlung des Bundes (auch aus LKW Anzahl, Dieseverbrauch und Güterverkehrsfahrleist ung)	manuell	nicht anwendbar	Abgleich mit eingesetzten Transportern	nicht anwendbar	Offizielle Daten, daher nicht anwendbar	jährlich	Alternativ können auch direkt Emissions-faktoren aus dem Handbuch Emissionsfakt. des Strassenv. (HBEFA) verwendet werden
$F_{i,y,ex-post}$ Anzahl Transporte	#	Betriebstagebuch	manuell	nicht anwendbar	Jeder An- und Abliefervorgang wird im Betriebstagebuch protokolliert	nicht anwendbar	Alle Transporte werden erfasst	täglich (je Lieferung und Abtranspor t)	
$D_{i,BGA,y}$ Entfernung zur BGA	km	Betriebstagebuch/Bio masselieferverträge	manuell	nicht anwenbar	Abgleich der Lieferanten und deren Standorte	nicht anwendbar	Mit Hilfe von GIS sind alle Entfernungen auf wenige Meter genau zu bestimmen.	jährlich	
MC_y Methan-gehalt Biogas	Vol-%	Gasanalysegerät, Sensor in Gasleitung zum BHKW und Notfackel oder mobiles Methanmessgerät	Digital	elektronisch / PC oder manuell	Messsignale werden elektronisch archiviert oder in Messbericht protokolliert.	periodisch durch Hersteller, ausserdem tägliche bis monatliche geräteinterne Kalibrierung durch Testgassystem	Standartmessmethode, langjährig und häufig angewendet. Messungenauigkeit derartiger Geräte < 3%. Keine Qualitätssicherung nötig.	kontinuierli ch, oder periodisch	
$MCCO_{i,y}$ Methangeh alt Biogas aus Co-Substrat n	Vol-%	Öffentlich zugänglich und anerkannte Datensammlung	manuell	nicht anwendbar	Abgleich mit Datensammlung	nicht anwendbar	Die Werte basieren entweder auf Erfahrungswerten verschiedener Gasanalysen im Labor, oder Berechnungen auf Basis aktueller theoretischer Modelle. Jährlich werden die aktuellen Werte entnommen.	jährlich	Datensammlungen zu Gaserträgen von Co-Substraten werden z.B. von Ökostrom Schweiz erstellt und aktualisiert

$MCOF_{n,y}$ Masse Co-Substrat n	kg	Waag- und Messeinrichtungen	Digitale oder analoge Waagen und Zähler, Transportbehälter	Stoffbilanz der Anlage.	Internes oder externes Wägen oder Messen der Co-Substrate. Flüssige Substrate werden durch ihr spez. Gewicht umgerechnet. Sämtliche Lieferscheine werden archiviert, damit ist auch die Stoffflussrückverfolgbarkeit gegeben.	Kalibrierung von Waageinrichtungen durch unabhängige Eichmeister mit geeichten Gewichten, im Regelfall jährlich, oder geeichte Volumen von Messeinrichtungen	Sehr robuste mechanische Instrumente, oder externe Daten. Keine Qualitätssicherung nötig.	täglich (je Lieferung)	
$FCO_{n,y}$ Biogas-menge aus Co-Substrat	m3/t	Öffentlich zugänglich und anerkannte Datensammlung	manuell	nicht anwendbar	Abgleich mit Datensammlung	nicht anwendbar	Die Werte basieren entweder auf Erfahrungswerten verschiedener Gasanalysen im Labor, oder Berechnungen auf theoretischen Modellen. Jährlich werden die aktuellsten Werte entnommen.	jährlich	Datensammlungen zu Gaserträgen von Co-Substraten werden z.B. von Ökostrom Schweiz erstellt und aktualisiert
BGP_y Biogas-menge	m^3	Strömungssensor vor BHKW Einspeisung, und Notfackel	Digital, z.B. Druckdifferenzmessung	elektronisch / PC	Messsignale werden elektronisch archiviert.	keine Kalibrierung vorgesehen, Funktionsprüfung periodisch	Standartmessmethode, langjährig und häufig angewendet. Messungenauigkeit derartiger Geräte < 1%.	kontinuierlich	Option I: direkte Biogasproduktionsmessung
$E_{PRO,y}$ Strom-produktion	kWh	Stromzähler	digital	elektronisch / PC	Stromproduktion wird kontinuierlich elektronisch archiviert	Eigentum des Netzbetreibers, Kalibrierung durch Betreiber nicht erlaubt	Standartmessmethode, langjährig und häufig angewendet. Messungenauigkeit derartiger Geräte < 1%.	kontinuierlich	Dient auch für Option II: indirekte Biogasproduktionsmessung
$TEP_{m,y}$ ext. genutzte Wärme-menge	kWh	Wärmemengenzähler für extern genutzte Wärme	digital	elektronisch / PC oder manuell	Wärmemenge wird kontinuierlich elektronisch archiviert.	Hersteller, Wärmeabnehmer.	Standartmessmethode, langjährig und häufig angewendet. Messungenauigkeit derartiger Geräte < 1%.	kontinuierlich	
$AR_{m,y,\text{accepted}}$ Anteil anrechen-bare Reduktionen	keine	Abnehmer der Wärme	manuell	nicht anwendbar	Befragung über verwendeten Brennstoff und Wechsel des Heizsystems, sowie über eine allfällige Teilnahme bei freiw. Kompensationsmassn., z.B. EnaW	nicht anwendbar	Keine	jährlich	Sollte sich der Brennstoff geändert haben, ist die Berechnung entsprechend anzupassen
Stoffbilanz	keine	Beteiligte Landwirte	manuell	nicht anwendbar	Die Stoffbilanzen werden in behördlich anerkannten Aufstellungen gesammelt und dem Monitoringbericht beigelegt	nicht anwendbar	keine	jährlich	
Analyse Inhalts-stoffe	keine	externer Messdienst	externer Messdienst	externer Messdienst	Proben der Gärreste werden in Labors auf deren Inhaltsstoffe (Nährstoffe, Trockensubstanz und organische Trockensubstanz, Schwermetalle, etc.) untersucht und die Testergebnisse dem Monitoringbericht beigelegt	nicht anwendbar	Messung wird von Experten nach Messstandarts durchgeführt	periodisch, mindestens aber vier mal pro Jahr	

Gasmotor	Keine	Beteiligte Landwirte	manuell	Nicht anwendbar	Befragung Anlagenbetreiber	Nicht anwendbar	keine	jährlich	Kein Kommentar
Schleppschlauch	Keine	Beteiligte Landwirte	Manuell	Nicht anwendbar	Befragung des Lohnunternehmers/ Landwirt, der den Gärrest ausbringt	Nicht anwendbar	keine	jährlich	Kein Kommentar
Dichte Zwischen- und Endlager	keine	Beteiligte Landwirte	manuell	Nicht anwendbar	Befragung des Anlagenbetreibers	Nicht anwendbar	keine	jährlich	Kein Kommentar

C.5.3 Verantwortliche Personen / Unternehmenseinheiten für die Messung

Der Monitoringplan inklusive aller Parameter, der Datensammlung und -archivierung stehen unter der Verantwortung der in Tabelle 47 angegebenen Personen. Die Kontaktdetails der zugehörigen Betreibergesellschaften befinden sich im Annex 1.

Tabelle 47: Verantwortliche Personen für Monitoringplan

Projekt	Verantwortliche Person	Tel
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		

C.5.4 Qualitätskontroll- und Qualitätssicherungsmassnahmen, die auf die Messdaten angewandt werden

Alle im Monitoringplan erwähnten Messgeräte werden den Herstellerangaben nach kalibriert und gewartet.
Das Personal erhält Schulungen in der Bedienung der Anlage (alle mechanischen Anlagenteile, SPS Steuerung, BHKW und Notfackel, Prozessüberwachung und Leckerkennung), die je nach Stand der Technik und des Wissens erneuert werden.
Verwendete Software wird nach Herstellerangaben auf dem neuesten Stand gehalten.
Gemessene Daten werden soweit möglich im Monitoringreport auf Plausibilität geprüft.

C.5.5 Kurze Beschreibung der Umsetzung und des Managements des Monitoringplans

Jedes Projekt führt eine eigene Substratliste, was aus düngerverkehrstechnischen Gründen bereits gesetzlich vorgeschrieben ist. Die technische Ausstattung aktueller BHKWs umfasst die notwendigen Messinstrumente und kann durch die computergestützte Steuerung leicht überwacht werden. Die computergestützte technische Betriebsführung erlaubt die oben genannte Datenerfassung und –speicherung.
Ein Wartungsplan, der die täglichen, wöchentlichen, monatlichen und jährlichen Monitoringaufgaben enthält ist bei jeder Biogasanlage vorhanden. Die Betriebsführung verpflichtet sich zur Befolgung dieser Wartungspläne und zur manuellen Datenaufnahme, falls eine computergestützte Messerfassung nicht vorhanden ist.
Alle Daten werden mindestens bis 2014 oder bis mindestens 2 Jahre nach der letzten Ausgabe der Emissionsgutschriften archiviert. Die Aufbewahrungspflicht beträgt 10 Jahre.

C.5.6 Name des Erstellers des Monitoringplans

[redacted]