



Schlussbericht vom 27.09.2021

EvEmBi - Evaluation und Reduktion von Methanemissionen verschiedener Biogasanlagenkonzepte in Europa: Fokus Schweiz



Quelle: © Ökostrom Schweiz 2018



Fachverband landwirtschaftliches Biogas
Association faîtière des biogaz agricoles

Datum: 27.09.2021

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Ko-Finanzierung:

Bundesamt für Umwelt
Abteilung Klima
CH-3003 Bern
www.bafu.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

Ökostrom Schweiz, Fachverband landwirtschaftliches Biogas
Technoparkstrasse 2
CH-8406 Winterthur
www.oekostromschweiz.ch

Autor/in:

Deborah Scharfy, Genossenschaft Ökostrom Schweiz, deborah.scharfy@oekostromschweiz.ch
Victor Anspach, Genossenschaft Ökostrom Schweiz, victor.anspach@oekostromschweiz.ch

Mitarbeit:

Peter Oester, On-site Messung, Oester Messtechnik GmbH
Samuel Oester, On-site Messung, Oester Messtechnik GmbH
Marcel Bühler, Fernmessung, Hochschule für Agrar-, Forst-, und Lebensmittelwissenschaften
Christoph Häni, Fernmessung, Hochschule für Agrar-, Forst-, und Lebensmittelwissenschaften
Thomas Kupper, Fernmessung, Hochschule für Agrar-, Forst-, und Lebensmittelwissenschaften

BFE-Projektbegleitung:

Sandra Hermle, sandra.hermle@bfe.admin.ch

BAFU-Projektbegleitung:

Adrian Schilt, adrian.schilt@bafu.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501679-01

BAFU-Vertragsnummer: 17.0083.PJ/R035-0703

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Das EvEmBi-Projekt war ein ERA-NET Bioenergy Projekt mit einem Projektkonsortium bestehend aus Fachinstitutionen der Länder Deutschland, Österreich, Schweden, Dänemark und der Schweiz. Hauptziel von EvEmBi war die quantitative Erfassung von Methanemissionen aus Biogasanlagen in den Sektoren Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Kläranlagen. Mit den Messergebnissen sollten zum einen Emissionsfaktoren für Biogasanlagen bestimmt und zum anderen Emissionsminderungsmassnahmen abgeleitet und getestet werden, damit Biogasanlagenbetreiber ihre Effizienz erhöhen können. Methodisch wurden Fernmessungen mit On-site-Messungen kombiniert, um sowohl die absoluten Methanemissionen der Biogasanlagen zu bestimmen als auch die Emissionsgrössen von Anlagenkomponenten zu identifizieren. Darüber hinaus erarbeiteten die Projektpartner nationale freiwillige Methanmessprogramme und nationale Positionspapiere zum Umgang mit Methanemissionen bei Biogasanlagen. In Zusammenarbeit mit der European Biogas Association (EBA) wurden die Projekterkenntnisse zudem für die europäische Biogasbranche aufbereitet.

In den Projektjahren 2018-2020 wurden in der Schweiz und den anderen Partnerländern insgesamt über 30 Biogasanlagen in zwei aufeinanderfolgenden Messkampagnen auf Methanemissionen untersucht. Dabei wurden in allen Ländern die beiden Methoden On-site und Fernmessung mit der Inverse Dispersion Modelling Method (IDMM) oder der tracer dispersion method (TDM) angewandt.

In der Schweiz wurden drei landwirtschaftliche Biogasanlagen mit den Methoden On-site Messung und Fernmessung auf ihre Methanemissionen überprüft. Die Biogasanlagen unterschieden sich in der Grösse der Stromproduktion (120-680 kW installierte elektrische Leistung) und in den Anlagenkomponenten. Die Anlagenauswahl wurde hinsichtlich der Durchführbarkeit der Fernmessung getroffen. Mit der Fernmessung wurden Anlagenemissionen von 0.4-3.0 kg CH₄ pro Stunde ermittelt. Die Fernmessungen zeigten, dass die Emissionen einer Anlage innerhalb eines Tages und auch von Tag zu Tag sehr unterschiedlich sein können. Auf landwirtschaftlichen Biogasanlagen der Partnerländer wurden mit der Fernmessung Emissionsraten von 0.3-10.4 kg CH₄ pro Stunde ermittelt. Somit lagen die Ergebnisse der Schweizer EvEmBi-Anlagen in einem vergleichbaren Rahmen. Mithilfe der On-site Messungen konnten die Emissionsstärken den Anlagenkomponenten zugeordnet werden. Die gasdichten Behälter (Fermenter, Nachgärer, Gärrestlager) hatten keine oder sehr niedrige Emissionen, so dass sie für die Gesamtemissionen der Anlagen nicht relevant waren. Nicht-gasdichte Gärrestlager, die Blockheizkraftwerk-Abluft und in einem besonderen Fall auch eine defekte Doppelmembran wurden als Hauptemissionsquellen identifiziert. Gesamthaft über alle untersuchten Biogasanlagen in der Schweiz und im Ausland wurde festgestellt, dass die Emissionsraten nicht mit der Methanproduktion korrelierten, d.h. eine hohe Methanproduktivität nicht automatisch zu mehr oder weniger Emissionen führte als eine niedrige Methanproduktivität.

Parallel zu den Messungen wurde als weiterer Output des EvEmBi-Projektes ein Branchenkonzept mit freiwilligem Methanmessprogramm für landwirtschaftliche Biogasanlagen bei Ökostrom Schweiz aufgebaut. Mit eigenen On-site Methanleckagemessgeräten bietet Ökostrom Schweiz allen Mitgliedsanlagen interne Methanemissionskontrollen im Sinne einer Betreiberschulung an. Zusammen mit den externen Methanemissionskontrollen im Rahmen der Klimaschutzprojekte (BAFU Kompensationsprojekte) konnten im Jahr 2020 schon rund 50% der Mitgliedsanlagen von Emissionskontrollen und Schulungen profitieren. Ein Positionspapier zu Methanemissionen wurde von Ökostrom Schweiz verfasst. Im Gesamtkonsortium werden zwei wissenschaftliche Publikationen angestrebt, welche nach Projektabschluss erarbeitet und publiziert werden.



Résumé

Le projet EvEmBi était un projet ERA-NET Bioenergy avec un consortium de projet composé d'institutions expertes d'Allemagne, d'Autriche, de Suède, du Danemark et de Suisse. L'objectif principal d'EvEmBi était de quantifier les émissions de méthane des installations de biogaz dans les secteurs de l'agriculture, de la gestion des déchets et du traitement des eaux usées. Les résultats des mesures devaient servir à déterminer les facteurs d'émission des installations de biogaz d'une part, et à élaborer et tester des mesures de réduction des émissions d'autre part, afin que les exploitants puissent accroître l'efficacité de leurs installations de biogaz. Les mesures à distance ont été combinées aux mesures sur site afin de déterminer les émissions absolues de méthane des installations de biogaz et d'identifier les variables d'émission des composants d'installation. De plus, les partenaires du projet ont élaboré des programmes nationaux de mesure volontaire du méthane et des documents de synthèse nationaux sur la manière de traiter les émissions de méthane des installations de biogaz. En coopération avec l'Association européenne du biogaz (European Biogas Association), les conclusions du projet ont également été préparées pour la branche européenne.

Au cours des années de projet 2018-2020, plus de 30 installations de biogaz au total, situées en Suisse et dans les autres pays partenaires, ont fait l'objet d'une étude sur les émissions de méthane lors de deux campagnes de mesure consécutives. Les deux méthodes utilisées dans tous les pays étaient la mesure sur site et la télémessure selon la méthode de modélisation inverse de la dispersion ou la méthode de dispersion à l'aide de traceurs.

En Suisse, les émissions de méthane de trois installations de biogaz agricole ont été testées à l'aide des méthodes de mesure sur site et de télémessure. Les installations de biogaz diffèrent par la taille de la production d'électricité (puissance électrique installée de 120-680 kW) et par les composants d'installation. Les installations ont été sélectionnées en fonction de la faisabilité de la télémessure. Les taux d'émission de 0,4-3,0 kg de CH₄ par heure ont été déterminés par télémessure. Les mesures à distance ont montré que les émissions d'une installation peuvent varier fortement au cours d'une même journée et également d'un jour à l'autre. Sur les installations de biogaz agricole des pays partenaires, des taux d'émission de 0,3 à 10,4 kg de CH₄ par heure ont été déterminés par télémessure. Ainsi, les résultats des installations EvEmBi suisses se situaient dans une fourchette comparable. Grâce aux mesures effectuées sur site, les niveaux d'émission ont pu être attribués aux composants d'installation. Les cuves étanches aux gaz (digesteur, post-digesteur, cuve de stockage du digestat) n'ont pas ou que très peu d'émissions de sorte qu'elles ne sont pas à prendre en considération pour les émissions totales des installations. Les cuves de stockage du digestat non étanches, l'air sortant d'une unité de cogénération et, dans un cas particulier, une double membrane défectueuse ont été identifiés comme les principales sources d'émissions. Dans l'ensemble des installations de biogaz étudiées, il a été constaté que les taux d'émission n'étaient pas en corrélation avec la production de méthane, c'est-à-dire qu'une productivité élevée de méthane n'entraînait pas automatiquement plus ou moins d'émissions qu'une faible productivité de méthane.

Parallèlement aux mesures, un concept de branche avec un programme de mesure volontaire du méthane pour les installations de biogaz agricole Ökostrom Schweiz a été établi comme un autre résultat du projet EvEmBi. Grâce à ses propres appareils de mesure des fuites de méthane sur site, Ökostrom Schweiz offre des contrôles internes d'émissions de méthane à toutes les installations membres dans le cadre d'une formation des exploitants. Avec les contrôles externes des émissions de méthane dans le cadre des projets de protection du climat (projets de compensation de l'OFEV), environ 50 % des installations membres ont déjà pu bénéficier de contrôles des émissions et de formations en 2020. Une prise de position sur les émissions de méthane a été rédigée par Ökostrom Schweiz. Le consortium global prévoit deux publications scientifiques qui seront élaborées et publiées une fois le projet terminé.



Summary

The EvEmBi project was an ERA-NET Bioenergy project with a project consortium consisting of expert institutions from Germany, Austria, Sweden, Denmark and Switzerland. The main objective of EvEmBi was to quantify methane emissions from biogas plants in the agricultural, waste management and wastewater treatment sectors. The measurement results were to be used to determine emission factors for biogas plants on the one hand and to derive and test emission reduction measures on the other, so that biogas plant operators can increase their efficiency. Methodologically, remote measurements were combined with on-site measurements to determine both the absolute methane emissions of biogas plants and to identify the emission variables of plant components. In addition, the project partners developed national voluntary methane measurement programmes and national position papers on the management of methane emissions from biogas plants. In cooperation with the European Biogas Association (EBA), project findings were processed for the entire European biogas sector.

In the project years 2018-2020, a total of over 30 biogas plants were analysed for methane emissions in Switzerland and the other partner countries in two consecutive measurement campaigns. In all countries, the two methods used were on-site and remote measurement with the Inverse Dispersion Modelling Method (IDMM) or the tracer dispersion method (TDM).

In Switzerland, three agricultural biogas plants were tested for their methane emissions using the on-site measurement and IDMM. The biogas plants differed in the size of electricity production (120-680 kW installed electrical capacity) and in plant components. The plant selection was based on the applicability of IDMM. Remote measurements resulted in emission rates of 0.4-3.0 kg CH₄ per hour and showed that emissions from an installation can vary both within a day and from day to day. On agricultural biogas plants in the partner countries, emission rates of 0.3-10.4 kg CH₄ per hour were determined with the remote measurement. Thus, the results for the Swiss EvEmBi plants were within a comparable range with the biogas plants from abroad. With the help of the on-site measurements, the plant components fermentation residue storage, combined heat and power plant exhaust air and, in one particular case, a defective double membrane could be identified as the main source of emissions. The gas-tight containers (digester, secondary digester, digestate storage) had no or very low emissions, so that they were not relevant for the overall emissions of the plants. Overall, we found that emission rates did not correlate with methane production, i.e. high methane productivity did not automatically lead to more or less emissions than low methane productivity.

Parallel to the measurements, Ökostrom Schweiz developed an industry concept with an extended voluntary methane measurement programme for agricultural biogas plants. With its own on-site methane leakage measuring devices, Ökostrom Schweiz now offers all its members internal methane emission check ups. Together with the external methane emission controls as part of the national climate protection projects, around 50% of the members were already able to benefit from emission controls and trainings in 2020. A position paper on methane emissions was published by Ökostrom Schweiz. Two scientific publications are being written in the overall consortium. These will be followed up after the project ending.



Take-home messages

- Das stark praxisorientierte Projekt EvEmBi hat die Aufmerksamkeit bezüglich der Dichtigkeit von Biogasanlagen in den Projektländern erhöht. Gleichzeitig wurde aber auch der Methan- und Energieproduktion aus diesen Anlagen mehr Beachtung geschenkt. In Zusammenarbeit mit der European Biogas Association wurden die Ergebnisse auch auf europäischer Ebene kommuniziert und diskutiert.
- Die Methanemissionen aus den Biogasanlagen waren mengenmässig unabhängig von der Grösse respektive der Produktionskapazität der Anlagen. Die Methanemissionen aus den Schweizer landwirtschaftlichen Biogasanlagen waren vergleichbar mit den Emissionen, die an landwirtschaftlichen Biogasanlagen aus Deutschland und Österreich gemessen wurden. Die Methanverluste aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen waren dabei deutlich niedriger als aus industriell-gewerblichen Biogasanlagen (wobei landwirtschaftliche Biogasanlagen häufiger vertreten waren als gewerblich-industrielle Biogasanlagen).
- Das Projekt hat die Bedeutung von Aktivitäten rund um die Leckagedetektion auf Biogasanlagen verdeutlicht. Die regelmässige Detektion von Leckagen ermöglicht frühzeitiges Beheben und mindert die Verluste. Bei der Entscheidung für Minderungsmassnahmen zeigte die Kosten-Nutzen-Analyse, dass sich auch die Behebung von kleinen Leckagen lohnt, da diese mit wenig Kosten verbunden sind. Grössere Revisionen lohnen sich je nach Vergütung des Energieproduktes meistens längerfristig.
- Das Projekt unterstützte den Aufbau eines breit abgestützten und umsetzbaren freiwilligen Methanmessprogramms innerhalb der Branche, welches zu einem kontinuierlichen Verbesserungsprozess beiträgt.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	4
Summary	5
Take-home messages	6
Inhaltsverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	9
1 Einleitung	10
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	10
1.2 Motivation des Projektes	11
1.3 Projektziele	12
2 Anlagenbeschrieb	13
3 Vorgehen und Methoden	17
3.1 Konsortium.....	17
3.2 Projektarbeiten der europäischen Partner.....	18
3.3 Projektarbeiten in der Schweiz	20
3.4 Messkampagnen	21
3.5 Methodenbeschrieb Fernmessung	22
3.6 Methodenbeschrieb On-site Messungen.....	25
3.7 Weitere Datenerhebungen - Betriebsparameter	30
3.8 Emissionsreduktionsmassnahmen	31
4 Ergebnisse Schweiz und Partnerländer	32
4.1 Anlagen-Charakterisierung Schweiz	32
4.2 Durchführung der Fernmessungen	34
4.2.1 Erste Fernmessung an der CH-01	34
4.2.2 Zweite Fernmessung an der CH-01	39
4.2.3 Erste Fernmessung an der CH-02	41
4.2.4 Zweite Fernmessung an der CH-02	45
4.2.5 Fernmessung an der CH-03	48
4.2.6 Fernmessung an der CH-04	49
4.3 Durchführung der On-site Messungen	51
4.3.1 On-site Messungen auf der CH-01	51
4.3.2 On-site Messungen auf der CH-02.....	52
4.3.3 On-site Messungen auf der CH-03.....	54
4.3.4 On-site Messung auf der CH-04.....	54
4.4 Übersicht der Schweizer Messergebnisse	56
4.5 Messergebnisse der Partnerländer	58



4.6	Kosten-Nutzen-Analyse von Emissionsminderungsmaßnahmen.....	62
4.7	Betreiberschulungen.....	65
5	Diskussion.....	66
6	Schlussfolgerungen und Fazit	72
7	Ausblick und zukünftige Umsetzung	73
8	Nationale und internationale Zusammenarbeit	74
9	Kommunikation	75
10	Publikationen	77
11	Literaturverzeichnis	78



Abkürzungsverzeichnis

ARA	Abwasserreinigungsanlage
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BFE	Bundesamt für Energie
BHKW	Blockheizkraftwerk
CH ₄	Methan
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DTU	Technische Universität Dänemark
EBA	European Biogas Association
EF	Emissionsfaktor(en)
ERA-NET	European Research Area – Networks (Netzwerke)
EvEmBi	Evaluation and reduction of methane emissions from different European biogas plant concepts
FID	Flammenionisationsdetektor
FOEN	Federal Office for the Environment = BAFU
HAFL	Hochschule für Agrar-, Forst-, und Lebensmittelwissenschaften
IDMM	Inverse dispersion modelling method
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IR	Infrarot
OTNOC	Other than normal operating conditions / Besondere Betriebsbedingungen
RISE	Research Institutes of Sweden
TDM	Tracer dispersion method
THG	Treibhausgas(e)
UStutt	Universität Stuttgart



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Landwirtschaftliche Biogasanlagen produzieren Biogas mit einem Methangehalt von 50-60% aus der Vergärung von Hofdüngern und Co-Substraten. In Blockheizkraftwerken werden anschliessend Strom und Wärme aus der Verbrennung des Biogases erzeugt oder das Biogas wird mittels einer Biogasaufbereitungsanlage zu Biomethan aufgereinigt, welches in das Erdgasnetz eingespeist oder als Treibstoff genutzt wird. Biogasverluste respektive Methanverluste aus Biogasanlagen sind daher sowohl Energie- als auch Einkommensverluste für Biogasanlagenbetreiber. Darüber hinaus ist Methan (CH_4) ein relativ starkes Treibhausgas und der positive Umweltnutzen der Biogasproduktion steht in enger Verbindung mit der Höhe unbeabsichtigter CH_4 -Emissionen. Dies ist vor allem der Fall, wenn nachwachsende Rohstoffe in den Biogasanlagen verwertet werden, wie z.B. der klassische Silomais, da diese schon auf dem Feld aufgrund der Düngung und Emissionen eine Klimawirkung haben (siehe z.B. Meyer-Aurich_2016). Dies trifft in der Schweiz insofern nicht zu, da hier keine Energiepflanzen für Biogasanlagen eingesetzt werden, sondern zu mindestens 80% Hofdünger und zu maximal 20% Co-Substrate, welche entweder landwirtschaftliche, kommunale oder industrielle Nebenprodukte respektive Reststoffe sind.

Methanemissionen aus Biogasanlagen können entstehen, wenn z.B. Undichtigkeiten bei gasführenden Anlagenbestandteilen entstehen, d.h. wenn Leckagen auftreten. Es können aber auch Emissionen aufgrund nicht-gasdichter Anlagenbestandteile wie Substratlager oder Gärrestlager auftreten. Die flüchtige Natur von Methan, wechselnde Betriebsbedingungen sowie unterschiedliche und nicht standardisierte Messansätze beeinträchtigen jedoch die genaue Quantifizierung der Gesamtemissionen aus Biogasanlagen.

Gemäss Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über den Klimawandel sind alle europäischen Länder verpflichtet, ihre nationalen Treibhausgasemissionen zu rapportieren. Dies erfordert vergleichbare Datensätze hoher Qualität über Biogasanlagen. Insbesondere sind präzise und umfassende Messdaten aus gesamthaft analysierten Biogasanlagen für möglichst genaue Emissionsfaktoren (EF) erforderlich, die für die jährliche Berichterstattung nach den Richtlinien des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) erforderlich sind. Die bisherigen EF, die in den IPCC Guidelines (IPCC_2006) verwendet werden, basieren jedoch auf einer begrenzten Anzahl von Studien, die zu einem breiten Wertebereich und somit zu einer geringen Genauigkeit der EF führen. In Deutschland werden die CH_4 -Emissionen z.B. mit 1% und in Österreich mit 2% der gesamten Biogasproduktion einer Biogasanlage geschätzt. In den neueren IPCC Guidelines von 2019 (IPCC_2019) wurden basierend auf der deutschen Studie von Hänel et al (Haenel_2018) weitere Unterscheidungen bei den Methanemissionsfaktoren bzw. Methane conversion factors (MCF) für Biogasanlagen vorgenommen: Je nachdem ob die Qualität der Gasdichtheit der Anlagen hoch oder niedrig ist oder auch ob das Gärrestlager offen ist, werden neu MCF von 1-4.4% angegeben.

Obwohl die Zahl der Studien, die Treibhausgasemissionen aus Biogasanlagen untersuchen, in den letzten Jahren gestiegen ist, sind zuverlässige, repräsentative und quantifizierte Messdaten selten. Darüber hinaus ist die Übertragbarkeit von Einzelmessergebnissen auf ein Gesamtbild für eine zuverlässige Emissionsinventur des Biogassektors begrenzt. Unterschiedliche Messmethoden und das Fehlen einer europäischen Norm für die CH_4 -Emissionsquantifizierung von Biogasanlagen machen den direkten Vergleich bereits vorhandener Ergebnisse schwer. Für eine Beschreibung der vollumfänglichen Emissionssituation fehlt es an belastbaren Ergebnissen systematisch erhobener Treibhausgasemissionen aus einer hohen Anzahl von Biogasanlagen.



1.2 Motivation des Projektes

In der Schweiz werden im Treibhausgasinventar seit 2017 keine prozentualen Verluste mehr verwendet, sondern es wird pro Biogasanlage ein fixer Emissionsfaktor (EF) angerechnet. Dieser EF wurde aus Methanemissionsberichten von Biogasanlagen-Klimaschutzprojekten ermittelt, wonach diese in der Schweiz durchschnittlich 1.23 Tonnen CH₄ pro Jahr emittieren (FOEN_2018). Nach der Schweizerischen Statistik für erneuerbare Energien 2019 des BFE sind 141 landwirtschaftliche und gewerblich-industrielle Biogasanlagen in Betrieb. Die Stromproduktion dieser Biogasanlagen lag 2019 bei rund 200 GWh. Gemäss der Schätzung für Methanverluste von 1% bzw. 2% der Methanproduktion, würden die Schweizer Methanverluste einer Stromproduktion von 2 GWh respektive 4 GWh entsprechen. Mit dem Schweizer Modell, bei einem Verlust von 1.23 t CH₄ pro Anlage und Jahr, entspricht der Methanverlust von Schweizer Biogasanlagen insgesamt 171 Tonnen CH₄ (FOEN_2020) oder umgerechnet einem Stromverlust von ca. 0.9 GWh. Unter der Annahme, dass die Methanemissionen auf Basis der in EvEmBi erarbeiteten Minderungsmaßnahmen halbiert werden können, könnte eine Steigerung der Anlagen-Produktivität je nach Modell zwischen 0.45 GWh und 2 GWh resultieren. Allein an diesem Beispiel wird der Einfluss der Emissionsfaktoren deutlich. Es ist also eine wichtige Aufgabe des EvEmBi-Projektes, eine Annäherung der Emissionsmodellierung an die Realemissionen zu erreichen.

Methanverluste sind für jeden Biogasanlagenbetreiber aufgrund der damit einhergehenden reduzierten Energieproduktion eine unbefriedigende Angelegenheit. Schon heute führen sehr viele Anlagenbetreiber mindestens einmal jährlich eine Leckagesuche mit einem Methanmessgerät durch. Dabei stehen den Betreibern verschiedene Messgeräte und Methoden bzw. Dienstleister zur Wahl. Die verlässliche Lokalisierung und Quantifizierung der Biogasverluste ist äusserst wichtig für die Instandsetzung der Anlage und die Einschätzung des Schweregrads einer Leckage. Darüber hinaus spielt die Quantifizierung der Methanemissionen eine zentrale Rolle in der Berechnung der Klimawirksamkeit von Biogasanlagen.

Nach wie vor wird in den meisten nationalen THG-Inventaren den Biogasanlagen prozentual 1-2% von der Biogasproduktion als Methanverluste angerechnet. Mithilfe des EvEmBi-Projekts wurden in den teilnehmenden Ländern die tatsächlichen Emissionen der Biogasanlagen, auch für die Nutzung in zukünftigen THG-Inventaren, ermittelt. Neben der genaueren Berichterstattung zu den Anlagen-Emissionen, war ein wichtiges Anliegen des EvEmBi-Projekts auch die Vorgehensweisen zur Methanemissionsmessung zu standardisieren. Dadurch sollten Messwerte zwischen Anlagen verlässlicher und vergleichbarer werden.

Für die landwirtschaftlichen Biogasanlagenbetreiber in der Schweiz ist es wichtig auf dem gleichen Stand hinsichtlich der Emissionsdetektion zu sein wie die Biogasanlagen in den Nachbarländern. Die vermeidbaren Methanverluste sowohl aus der Anlagentechnik als auch aus dem Anlagenmanagement sollen hierfür minimiert werden. Auch für die Minimierung ist die Überprüfung und Messung der Emissionen unabdingbar. Mithilfe des EvEmBi-Projekts resultierten sowohl für die Überprüfung als auch für die Minimierung der Emissionen sehr wichtige Erkenntnisse. Aus den Methanemissionsmessungen wurden Branchenlösungen abgeleitet, die die Überprüfung und Lokalisierung der Methanemissionen für jeden Betreiber nachvollziehbar und einfach macht. Aus der Zusammenarbeit im Projektkonsortium wurden Synergieeffekte genutzt, z.B. für die Analyse verschiedener Reduktionsmassnahmen, die in den einzelnen Projektteilen nicht abgedeckt werden konnten.



1.3 Projektziele

Das EvEmBi-Projekt hatte als oberstes Ziel, geprüfte Emissionsfaktoren auf Basis einer standardisierten Messmethodik zu liefern. Gemeinsam wurden vom Projektkonsortium über 30 Biogasanlagen untersucht, gemeinsam ausgewertet und analysiert. Durch diese Vorgehensweise sollten verfahrenstechnisch unterschiedliche Anlagenkonzepte (bspw. landwirtschaftliche Biogasanlagen, gewerblich-industrielle Biogasanlagen und ARA) abgedeckt werden. Darüber hinaus wurden die verschiedenen Anlagenkonzepte in den jeweiligen Ländern klassifiziert und die Emissionsquellen nach bestimmten Komponenten aufgeteilt wie zum Beispiel Biogasverwertung im Blockheizkraftwerk oder in der Aufbereitungsanlage. Die Biogasanlagen in den teilnehmenden Ländern sind unterschiedlich aufgebaut in Bauweise, Substrateinsatz und Verarbeitung. In Deutschland und Schweden sind z.B. Gasaufbereitungsanlagen ebenfalls Bestandteil der Biogasanlagen, während das in der Schweiz noch selten der Fall ist.

Diese Vorgehensweise ermöglichte die Übertragbarkeit von Ergebnissen aus den jeweiligen Partnerländern und trug dadurch zur Sicherung der Repräsentativität bei. Aus den Projektdaten sollte ein Quantifizierungssystem für repräsentative EF der ausgewerteten Anlagenkonzepte in Europa erstellt werden, unter Verwendung der harmonisierten Messdaten aus der Messreihe innerhalb des beantragten Projekts sowie zusätzlicher Datenquellen, z.B. aus früheren Messungen, von Dritten oder von Betreiberhebungen. Im Rahmen des Projekts wurden auch die Auswirkungen verschiedener Betriebszustände der Biogasanlagen (z.B. aufgrund eines besonderen Betriebszustandes) auf die Emissionen ausgewertet und in das EF-Quantifizierungssystem miteinbezogen. Es ist geplant, die Ergebnisse in einer Peer-Review-Publikation nach dem FAIR Datenprinzip (findable, accessible, interoperable and reusable) zu veröffentlichen. Es ist auch das Ziel, die im Rahmen des Projekts erworbenen Messdaten in einer separaten Datenveröffentlichung zu publizieren. Dadurch kann eine grosse Verbreitung der Ergebnisse und die Wiederverwendbarkeit nach Ende des Projekts erreicht werden.

Ein weiteres Ziel des Projektes war die konzeptionelle Entwicklung von Emissionsminderungsmassnahmen für die untersuchten Anlagen. Solche Massnahmen beinhalten beispielsweise die Veränderung der Anlagenorganisation oder des -betriebs, mittels Änderungen im Biogas-Speicher-Management, angepasste Fütterungs- oder Rührstrategien. Auch eine Sensibilisierung der Anlagenbetreiber auf bauliche und technische Schwachstellen sowie die Behebung dieser Schwachstellen ist Bestandteil der Emissionsminderungsmassnahmen. Neben der positiven Auswirkung auf die THG-Bilanz verbessern solche konkreten Massnahmen auch die Gesamtenergieeffizienz und Produktivität der bestehenden Anlagen und damit direkt auch ihre Kosten- und Erlöseffizienz. Der individuelle betriebswirtschaftliche Anreiz für jeden Anlagenbetreiber verspricht eine breite Akzeptanz und Umsetzung einer Emissionsreduktionsstrategie in der Praxis. Nach der Anwendung der entwickelten Emissionsminderungsmassnahmen wurde der Erfolg bei der Reduzierung der CH₄-Emissionen evaluiert und einschliesslich einer Kosten-Nutzen-Analyse für die einzelnen Massnahmen zur Emissionsbegrenzung aufbereitet.

Der Transfer der freiwilligen Emissionskontrolle in die Branche wurde von den nationalen und transnationalen Biogasverbänden durchgeführt, welche Mitglieder des Projektkonsortiums waren. Das schwedische System zur „Bekämpfung von Methanemissionen“ sowie das neuere dänische System zur „Kontrolle von Methanemissionen“ dienten dabei als Vorlage. Statistiken über Messungen in Schweden zeigen eine nachhaltige Wirkung des Systems zur Minderung der Treibhausgasemissionen. In einem ersten Schritt sollten die nationalen Biogasverbände freiwillige Systeme der Emissionskontrolle entwickeln und ihre Umsetzung im jeweiligen Land analysieren. Die freiwilligen Vereinbarungen sollten zwischen dem Verband und den Anlagenbetreibern geschlossen werden und aus regelmässigen systematischen Untersuchungen (z.B. durch akkreditierte Messdienstleister) und Dokumentation der Anlagen bestehen. Weitergehend erarbeitete die European Biogas Association (EBA) in Anlehnung an die nationalen freiwilligen Systeme einen Vorschlag für andere europäische Länder zur Kontrolle von CH₄-Emissionen



und stellte Mindestanforderungen sowie Empfehlungen für die Umsetzung nationaler Systeme auf (EBA_2020a). In einem weiteren Schritt erstellten die Biogasverbände in Zusammenarbeit mit den wissenschaftlichen Partnern nationale Stellungnahmen zu Emissionsminderungsstrategien und deren Auswirkungen auf die Emissionen aus Biogasanlagen. Darüber hinaus wurde ein europäisches Positionspapier mit einem allgemeinen Überblick über die Emissionen und mögliche Abschwächungsstrategien für europäische Biogasanlagen von der EBA erarbeitet (EBA_2020b). Beide Publikationen der EBA sind bereits auf ihrer Webseite publiziert: [Methane emission mitigation strategies – information sheet for biogas industry | European Biogas Association](#) und [Minimum requirements for European voluntary systems for self and external inspection of possible methane emissions on biogas and biomethane plants | European Biogas Association](#). Nach Abschluss des Projekts werden die nationalen Biogasverbände die freiwilligen Vereinbarungen und die Umsetzung der nationalen Betreiberworkshops fortsetzen.

2 Anlagenbeschreibung

Für die Auswahl der drei zu vermessenden landwirtschaftlichen EvEmBi-Biogasanlagen in der Schweiz wurden folgende Kriterien festgelegt:

- Es sollte bestehende Erfahrungswerte mit Methanemissionsmessungen auf den ausgewählten Anlagen geben. Die Charakterisierung der Methanemissionen von Biogasanlagen soll mittels bisheriger und neu im EvEmBi-Projekt gemessener Emissionswerte ausgearbeitet werden.
- Die ausgewählten Anlagen sollten typische Anlagen der Schweizer Landwirtschaft repräsentieren, d.h. die vorkommenden Bautypen in Bezug auf den Fermenter, die Handhabung des Endlagers (gedeckt/nicht gedeckt) und die Grössenordnung der installierten elektrischen Leistung des BHKWs abdecken.
- Es sollten neuere Anlagen sein, d.h. nicht älter als 10 Jahre, damit die Laufzeit der Anlagen noch gegeben ist und die Ergebnisse auch auf neue und neu zu bauende Anlagen übertragbar sind.

Die Biogasanlagenauswahl wurde von Ökostrom Schweiz in Zusammenarbeit mit der Hochschule für Agrar-, Forst- und Lebensmittelwissenschaften (HAFL) getroffen. Konkret wurde bei der Auswahl folgendermassen vorgegangen:

1. Von allen landwirtschaftlichen Biogasanlagen in der Schweiz waren 27 Anlagen in Klimaschutzprojekten (BAFU Kompensationsprojekte) bei Ökostrom Schweiz registriert (Stand Dez. 2017). Für diese Anlagen werden, seit der Aufnahme in die Klimaschutzprojekte, jährliche Messungen zu Methanemissionen mit sogenannten On-site Messungen gemacht (durch die Firma Oester Messtechnik GmbH). Für eine Vorauswahl der zu untersuchenden Biogasanlagen wurden daher nur Anlagen berücksichtigt, die an einem Klimaschutzprojekt teilnehmen.
2. Die Vorauswahl wurde in einem zweiten Schritt von der HAFL auf Eignung hinsichtlich der Fernmessung untersucht. Evaluiert wurden die 27 Anlagen auf die folgenden, für eine Modellierung der Emissionen benötigten Kriterien:
 - ein flaches Gelände um die Anlage herum.
 - die Fläche zwischen Anlage und Messpunkt sollte möglichst homogen sein. Das heisst, es sollten sich keine grösseren Hindernisse wie Gebäude, Wälder oder Bäume entlang der Hauptwindrichtung befinden, welche die Ausbreitung des Methans beeinflussen. Der Abstand von Hindernissen sollte wenn möglich mehr als 200 m in der Hauptwindrichtung und ca. 50 m rechtwinklig zur Hauptwindrichtung betragen.



- es sollten genügend Zeiträume mit genügend starkem Wind ($\sim > 1 \text{ m s}^{-1}$) und genügend Turbulenz vorhanden sein.
3. Weiter sollten sich für verlässliche Messungen
- keine anderen (Methan-)Emissionsquellen in der Umgebung befinden, welche das 'Methansignal' von der Anlage deutlich stören, d.h. insbesondere eine Quelle, welche in der Hauptwindrichtung liegt. Ein Abstand von mehreren hundert Metern wäre wünschenswert.
 - die Stromversorgung für die Messgeräte sichergestellt werden können.

Mit dieser Vorgehensweise wurden sieben Anlagen identifiziert, die von den Windverhältnissen und den topographischen Voraussetzungen gut für die Methanmessungen mittels Fernmessung geeignet sind. Von diesen sieben wurden schliesslich drei Anlagen zur Vermessung ausgewählt: CH-01, CH-02 und CH-03 (siehe Tabelle 1 und Tabelle 2). Für die Nichtwahl gab es mehrere Gründe: Drei der sieben Anlagen wurden nicht für eine Messung gewählt, da sie entweder ziemlich neu in Betrieb genommen wurden und daher wenig Erfahrungswerte bzgl. Methanemissionen vorlagen oder da sie aufgrund untypischen Bautyps ungeeignet für die Repräsentierung waren oder in einem Fall aufgrund einer Kompostierungsanlage neben der Biogasanlage mit zusätzlichem Methanbildungspotential. Eine der sieben Anlagen (CH-04) wurde als Reserve für die drei ausgewählten Anlagen vorgesehen, falls sich Messschwierigkeiten mit der Fernmessung ergeben sollten. Diese Situation traf dann auch ein und die Anlage CH-03 erwies sich nach der ersten Messung aufgrund der tierischen Methanquellen (100 Milchkühe mit ständigem Zugang zur Weide rund um die Biogasanlage) und der tatsächlichen Windrichtung als ungeeignet für die Fernmessung (siehe Erklärung unter 3.5. Projektplanungsänderungen).

An CH-01, CH-02 und CH-03 wurden im Jahr 2018 je eine On-site Messung an einem Tag und eine Fernmessperiode von 4-8 Wochen durchgeführt.

Im Jahr 2019 wurden CH-01, CH-02 und CH-04 mit den beiden Methoden vermessen, mit einer kürzeren Messdauer der Fernmessung von 2-3 Wochen.

Alle vier Anlagen sind jünger als 10 Jahre und sind seit 2012 bzw. 2013 in Klimaschutzprojekten von Ökostrom registriert, d.h. es bestehen langjährige Erfahrungswerte mit On-site-Messungen. Die Anlagen werden aus Datenschutzgründen anonymisiert behandelt. Für die Projektziele ist eine Charakterisierung der gemessenen Anlagen ausschlaggebend und nicht die Identifizierung. Die ausgewählten Biogasanlagen in Deutschland, Österreich und Schweden wurden ebenfalls anonymisiert ausgewertet.



Tabelle 1. Bezeichnung und Kurzbeschreibung der für EvEmBi ausgewählten landwirtschaftlichen Biogasanlagen in der Schweiz.

CH-01	Eine kleine Anlage mit 120 kW _{el} installierter Leistung, mit thermophilem Fermenter, einem Nachgärer mit einfacher Membran und einem nicht-gasdicht gedecktem Gärrestlager.
CH-02	Eine mittlere Anlage mit 280 kW _{el} installierter Leistung, mit grossem Fermenter, Nachgärer und gasdicht abgedecktem Gärrestlager, besonders geeignet für die Vergärung grosser Mengen Hofdünger. Ab Mitte 2018: Erweiterung der Anlage auf total 680 kW _{el} installierte Leistung.
CH-03	Eine grosse Anlage mit 440 kW _{el} installierter Leistung, mit grossen Fermentern und dem Einsatz verschiedener, energiereicher Co-Substrate. Offenes Gärrestlager.
CH-04	Reserveanlage. Eine mittlere Anlage mit 220 kW _{el} , halb unterirdischen Fermentern, und gasdicht abgedecktem Gärrestlager.

Tabelle 2. Bilder der Schweizer EvEmBi-Anlagen

CH-01	
-------	--



CH-02



CH-03





CH-04



3 Vorgehen und Methoden

3.1 Konsortium

Das Konsortium bestand aus dem Projektkoordinator DBFZ (Deutsches Biomasseforschungszentrum) und weiteren Projektpartnern aus Deutschland, Österreich, Schweden, Dänemark und der Schweiz. Die Projektpartner waren für die Umsetzung der Projektziele auf nationaler Ebene zuständig. Zusätzlich war die EBA, die European Biogas Association, als länderübergreifender Projektpartner im Konsortium dabei. Die Aufgaben der EBA waren die Bekanntmachung der Projektergebnisse auf europäischer Ebene und die Aufbereitung für die Biogasindustrie.

Tabelle 3: An EvEmBi beteiligte Länder und Fachinstitutionen.

Deutschland	Österreich	Schweiz	Schweden	Dänemark
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)	Institut für Abfallwirtschaft der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU)	Genossenschaft Ökostrom Schweiz (ÖS)	RISE Research Institutes of Sweden AB (RISE)	Technische Universität Dänemark (DTU)



Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft der Universität Stuttgart (UStutt)	BIOENERGY 2020+ GmbH (BE2020+)	Hochschule für Agrar-, Forst- und Lebensmittelwissenschaften (HAFL)	Avfall Sverige (AVS)	
Fachverband Biogase. V. (FvB)	AAT Biogas Technology (AAT)	Oester Messtechnik GmbH (Oester)	Svenskt Vatten (SV)	
	Kompost & Biogas Verband Österreich (KBVÖ)			

3.2 Projektarbeiten der europäischen Partner

In Deutschland und Österreich starteten die ersten Messkampagnen Ende 2018 und wurden im Frühjahr 2019 abgeschlossen. Für die On-site Messungen in Österreich wurde das Equipment der DBFZ aus Deutschland verwendet. In Schweden wurden die ersten Messkampagnen Anfang 2019 durchgeführt. In Deutschland wurden 12, in Österreich 8 und in Schweden 6 Biogasanlagen untersucht. Die zweiten Messkampagnen fanden Ende 2019 bis Anfang 2021 statt. In Dänemark wurden aufgrund fehlender Finanzierung keine Messungen durchgeführt.

Tabelle 4. Charakterisierung der in EvEmBi vermessenen Biogasanlagen in den verschiedenen Projektländern

	Kategorie	Methanproduktion (kg/h)	Gasverwendung	Behältersystem
A1 (2)	Landwirtschaftlich	77.6 (67.0)	BHKW und Gasaufbereitung (PSA)	3 Betonfermenter, nicht-gasdichtes Gärrestlager und externer Gasballon
A2	Gewerblich-industriell	146.0	BHKW und Gasaufbereitung (PSA)	3 Betonfermenter, 4 Pfropfenstromfermenter, 3 nicht-gasdichte Gärrestlager, 1 externer Gasballon
A3	Landwirtschaftlich	73.3	BHKW	4 Betonbehälter, 1 Gasballon
A4	Gewerblich-industriell	100.1	BHKW und externer Gasnutzung	2 Doppelmembranbehälter, 1 Betonbehälter
A5	Gewerblich-industriell	279.1	Gasaufbereitung (Membran)	2 Doppelmembranbehälter, 2 Einfachmembranbehälter, 1 Betonbehälter
A6	Gewerblich-industriell	77.3	BHKW	2 Einfachmembranbehälter, nicht-gasdichtes Gärrestlager
A7	Gewerblich-industriell	100.0	BHKW	Nicht-gasdichtes Gärrestlager
A8	Landwirtschaftlich	46.0	BHKW	Gasdichtes Gärrestlager
A9	Landwirtschaftlich	76.9	Mikrogasturbine und Gasaufbereitung (PSA)	Gasdichtes Gärrestlager
A10	Landwirtschaftlich	63.8	Mikrogasturbine und Gasaufbereitung (PSA)	Gasdichtes Gärrestlager
A11	Landwirtschaftlich	89.5	BHKW	Gasdichtes Gärrestlager
A12	Landwirtschaftlich	89.5	BHKW	Gasdichtes Gärrestlager



A13	Gewerblich-industriell	73.4	BHKW	
D1	Landwirtschaftlich	500.9	Gasaufbereitung (chemisch)	11 Doppelmembranbehälter
D2	Landwirtschaftlich	13.0	BHKW	1 Doppelmembranbehälter, nicht-gasdichtetes Gärrestlager
D3	Landwirtschaftlich	35.9	BHKW	1 Doppelmembranbehälter, 1 Einfachmembranbehälter
D4	Landwirtschaftlich	85.4	BHKW	4 Doppelmembranbehälter
D5	Landwirtschaftlich	152.5	BHKW	3 Doppelmembranbehälter
D6	Landwirtschaftlich	134.2	BHKW	3 Doppelmembranbehälter
D7	Landwirtschaftlich	202.6	BHKW	3 Doppelmembranbehälter
D8 (2)	Landwirtschaftlich	135.0 (101.9)	BHKW	1/2 Doppelmembranbehälter (Nicht-gasdichtetes Gärrestlager)
D9	Landwirtschaftlich	529.2	BHKW und Gasaufbereitung (chemisch)	4 Betonfermenter mit Doppelmembran
D10	Landwirtschaftlich	97.8	BHKW	1 Doppelmembranbehälter, 1 Einfachmembranbehälter, 2 Betonbehälter
D11	Landwirtschaftlich	248.0	BHKW und Gasaufbereitung	5 Doppelmembranbehälter Nicht-gasdichtetes Gärrestlager
D12	Landwirtschaftlich	129.5	BHKW und Gasaufbereitung	1 Doppelmembranbehälter, 2 Einfachmembranbehälter, 1 Betonbehälter
D13	Landwirtschaftlich	80.8	BHKW	3 Doppelmembranbehälter
S1	ARA	133	Gasaufbereitung (Chemisch)	2 nicht-gasdichte Gärrestlager
S2	Gewerblich-industriell	167	Gasaufbereitung (Chemisch)	Nicht-gasdichtetes Gärrestlager
S3	Gewerblich-industriell	132	Gasaufbereitung (Chemisch)	Nicht-gasdichtetes Gärrestlager
S4	Gewerblich-industriell	542	Gasaufbereitung (PSA)	
S5 (2)	Gewerblich-industriell	321	Gasaufbereitung (Wasser)	(Nicht-gasdichtetes Gärrestlager)
S6	Gewerblich-industriell	465	Gasaufbereitung (Wasser)	Nicht-gasdichtetes Gärrestlager
S7	ARA	80	Gasaufbereitung (Chemisch)	Nicht-gasdichtetes Gärrestlager
CH01	landwirtschaftlich	17.7	BHKW	1 Pfropfenstromfermenter 1 Einfachmembranbehälter 1 nicht-gasdichtetes Gärrestlager
CH02	landwirtschaftlich	61.8	BHKW	3 Doppelmembranbehälter Gasdichtetes Gärrestlager
CH03	landwirtschaftlich	34.3	BHKW	1 Betonbehälter 1 Doppelmembranbehälter 1 nicht-gasdichtetes Gärrestlager
CH04	landwirtschaftlich	36.7	BHKW	1 Betonbehälter 1 Doppelmembranbehälter 1 nicht-gasdichtetes Gärrestlager

A = Österreich, D = Deutschland, S = Schweden, CH = Schweiz



3.3 Projektarbeiten in der Schweiz

In der Schweiz wurden im Rahmen von EvEmBi vier landwirtschaftliche Biogasanlagen vermessen. Das Projektmanagement und die Organisation des Schweizer Projektteils lagen in der Verantwortung von Ökostrom Schweiz. Für die Methanemissionsmessungen wurden Unterverträge an die Oester Messtechnik GmbH für die on-site-Messungen und an die HAFL für die Messung der Gesamtemissionen mittels inverse dispersion modelling method (IDMM) vergeben. Die Methoden werden in den Kapiteln 3.5 und 3.6 beschrieben. Im Schweizer Teilprojekt waren keine expliziten internen Projekttreffen vorgesehen. Der Austausch wurde bis auf zwei Treffen meistens mit den Messungen auf den Anlagen oder den jährlichen Workshops mit BFE und BAFU kombiniert und erfolgte ansonsten digital. Im Folgenden werden die Projektarbeiten in der Schweiz aufgeführt.

Projektarbeiten im 2018:

- Erste Fernmessungen:

Das Team der HAFL mit Marcel Bühler und Christoph Häni war verantwortlich für die Durchführung der ersten Fernmessungen auf den Anlagen CH-01, CH-02 und CH-03.

- On-site Messungen:

Durchführung der On-site Messungen auf den drei Anlagen durch die Oester Messtechnik GmbH. Eine Parallelmessung zur Fernmessung fand auf CH-02 und CH-03 statt. Auf CH-01 fand die On-site Messung unabhängig von der Fernmessung statt.

Projektarbeiten im 2019:

Das Jahr 2019 beinhaltete verschiedene Arbeiten rund um die Datenauswertung aus den Messungen im Jahr 2018, die Durchführung der zweiten Messkampagne 2019 sowie den Aufbau eines freiwilligen Methanmesssystems.

Hinsichtlich der Projektplanung mussten 2019 mehrere Anpassungen gemacht werden.

1. Eine Projektplanänderung betraf die Zielsetzung der Integration der verschiedenen Jahreszeiten in die Fernmessungen. Ursprünglich war vorgesehen, jede der ausgewählten Anlagen zu drei verschiedenen Jahreszeiten zu messen. Die Durchführung der ersten Messungen zeigte, dass dieser Zusatzparameter nicht abgedeckt werden konnte. Die Messplanung mit den Anlagenbetreibern und die Modellierung der tierischen Emissionsquellen (Datenverfügbarkeit zu Tierbeständen, Altersstruktur, Aufenthaltszeiten der Tiere auf den Weiden und im Stall) erforderten einen erhöhten Arbeitsaufwand, der die Jahreszeiten in den Hintergrund rücken liess und die Durchführung der Messung sowie die Modellierung der Nicht-von-der-Biogasanlage-Emissionen in den Vordergrund stellte.

2. Bei der Auswertung der Fernmessung auf der Anlage CH-03 durch die HAFL wurde festgestellt, dass sich die erhobenen Daten nicht für eine Verwendung eigneten. Die Gründe dafür bezogen sich auf die Messanordnung (Ablufffahne ungenügend erfasst), hohe Tieremissionen, Tieraufenthaltsorte und die Windrichtung. Diese verschiedenen Faktoren führten dazu, dass die Modellergebnisse als zu unsicher einzustufen und daher nicht zu verwenden waren. Es wurde daher eine Ersatzanlage gesucht, welche sich hinsichtlich des Geländes besser für die Messanordnung eignete. Diese Anlage wird als CH-04 bezeichnet und die Fernmessung wurde im Dezember 2019 bei CH-04 durchgeführt.

3. Als dritte Änderung wurde die geplante Kontrollmessung auf einer der drei Anlagen nach einer Reduktionsmassnahme gestrichen. Eine quantitative Auswertung der Effektivität der Reduktionsmassnahmen schien schwierig nachweisbar. Laut Berechnungen der HAFL wären Reduktionsmassnahmen erst ab einer reduzierten Emissionsrate von mindestens 30% in einem vernünftigen Zeitintervall zu messen. Aufgrund des hohen Reduktionsbedarfs und des knapp gewordenen Zeitbudgets wurde beschlossen, auf die Kontrollmessung zu verzichten.



Projektarbeiten im 2020:

Das Projektjahr 2020 war das „Ertragsjahr“ des Projektes: die Ergebnisse konnten ausgewertet und verwertet werden. Konkret wurden folgende Aktivitäten durchgeführt:

- Auswertung aller Messdaten von On-site und Fernmessungen

Die Auswertung aller Fernmessdaten erfolgte 2020 nach der Datenlieferung mit einheitlicher Modellierung (einheitlich über alle Messkampagnen). Die Ersatzbiogasanlage CH-04 wurde anstelle CH-03 in die Auswertung einbezogen.

- Erarbeitung eines Schweizer Positionspapiers

Die Ergebnisse aus dem EvEmBi-Projekt wurden in einem Positionspapier in Bezug zu den Klimaschutzaktivitäten der Schweizer Biogasanlagen gesetzt (Ökostrom_2021).

- Erarbeitung eines internen Methanmessprogramms und Schulungsprogramm für Betreiber

Im Zuge von EvEmBi wurde ein internes Leckagemessprogramm bei Ökostrom Schweiz gestartet. Ökostrom Schweiz hat vier Leckagemessgeräte angeschafft. Mitglieder von Ökostrom Schweiz können sich ein internes Messgerät ausleihen und erhalten eine Schulung zur Vorgehensweise bei Leckagekontrollen.

3.4 Messkampagnen

Eine Übersicht der Messkampagnen ist in Tabelle 5 aufgeführt. In der Schweiz liegen im Gegensatz zu den meisten europäischen Ländern überwiegend schwachwindige Verhältnisse vor (d.h. Windgeschwindigkeit von rund 1 m s^{-1}). Für die Anwendung des Dispersionsmodells wird eine Schubspannungsgeschwindigkeit von mindestens 0.15 m s^{-1} empfohlen. Aus diesem Grund wurden in der Schweiz Messkampagnen von 14 Tagen bis 4 Wochen geplant.

Tabelle 5. Übersicht der durchgeführten Methanemissionsmessungen auf den ausgewählten Biogasanlagen

Biogasanlage	Fernmessung 2018	On-site Messung 2018	Fernmessung 2019	On-site Messung 2019
CH-01	21.02.-28.04. (Winter und Übergang)	11.10.	30.05.-19.06. (Sommer)	06.06.
CH-02	07.06.-23.07. (Sommer)	15.06.	01.07.-19.07. (Sommer)	12.07. & 06.12.
CH-03	10.08.-11.09. (Sommer und Übergang)	13.09.	Wurde nicht mehr gemessen	13.11. (Klimaschutz)
CH-04 (Ersatzanlage)	Keine Messung	30.10. (Klimaschutz)	02.12.-18.12.2019 (Winter)	02.10.2019



3.5 Methodenbeschrieb Fernmessung

Die Fernmessungen der landwirtschaftlichen Biogasanlagen wurden im Rahmen der Dissertation von Marcel Bühler an der Universität Bern & Hochschule für Agrar-, Forst- und Lebensmittelwissenschaften (HAFL) durchgeführt. Sie wurden von der HAFL abgestimmt mit den Projekten FerEVS (Messung von Ammoniak- und Methanemissionen vom Emissionsversuchsstall von Agroscope Tänikon) und FerARA (Messung von Ammoniak- und Methanemissionen von Abwasserreinigungsanlagen). Die EvEmBi-Fernmessung wurde von der HAFL an einer Exkursion für BFE und BAFU präsentiert (Abbildung 2).

Messung der Gaskonzentrationen und der Turbulenz

Für die Bestimmung der Methanemissionen von einer Quelle wie z.B. einer Biogasanlage mittels Fernmessung sind (i) Messungen der Gaskonzentrationen in rund 130 m Entfernung im Luv und Lee der Anlage und (ii) Messungen der Turbulenz (Luftbewegung auf der x-, y- und z-Achse) nahe bei den Geräten zur Gasmessung erforderlich. Die Konzentrationsmessungen erfolgten mittels linienintegrierender Geräte über einen Pfad von 100 bis 300 m. Im Luv wird die Hintergrundkonzentration bzw. der Inflow und im Lee die Gaskonzentration in der Abluftfahne der Anlage gemessen. Die Standorte von Sensor und Retroreflektor, des 3D Anemometers und der Quellen (Fermenter, Lagerbehälter Gülle, Substratlager etc.) wurden mittels GPS (Typ Trimble Pro 6T) auf 10 cm genau aufgenommen (siehe Beispiel in Abbildung 1).

Für die Messungen kamen die folgenden Geräte zum Einsatz:

Zur Messung der Gaskonzentrationen

- Tunable Diode Laser (abstimmbarer Diodenlaser; Infrarot Laser 1) vom Typ GasFinder 3-OP (Boreal Laser Inc., Edmonton, Canada); mögliche Pfadlänge 5-750 m. Linienintegrierte Messung mit Sensor und Retroreflektor, 1 Hz Output (zeitliche Messauflösung)

Zur Messung der Turbulenz

- Hochpräziser 3-dimensionaler Ultraschall-Anemometer vom Typ WindMaster (Gill Instruments Limited, Lyminster, UK). 0-50 m/s Windgeschwindigkeit, 0-359° Windrichtung, 10 Hz Output. Die Abbildung 1 unten zeigt die Anordnung der Messgeräte bei einer der landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

Bestimmung der Emissionen mittels Ausbreitungsmodellierung

Um repräsentative Emissionsflüsse aus einzelnen (oder mehreren) Konzentrationsmessungen in der Abwindfahne der zu betrachtenden Quellfläche zu berechnen, müssen die beiden Grössen Gaskonzentration in der Luft der Emissionsfahne (C) und der Emissionsfluss (E) (d.h. Emission pro Zeiteinheit) einer räumlich begrenzten Fläche in Beziehung gesetzt werden. Dies wird mittels eines state-of-the-art „backward Lagrangian stochastic“ Dispersionsmodells (bLS) realisiert (Häni_2018). Das Modell ist frei verfügbar unter <http://www.agrammon.ch/documents-to-download/blsmodel/r/>. Um die Beziehung C/E zu ermitteln, berechnet das Modell die Herkunfts-Pfade (Rückwärtstrajektorien) einer bestimmten Anzahl Luftpartikel zwischen Messsensor und Emissionsfläche. Diese Rückwärtstrajektorien werden als Markow-Prozess entlang der mittleren Windrichtung, und beeinflusst durch die dreidimensional wirkende Turbulenz, modelliert. Unter der Voraussetzung, dass das emittierte Gas während des Transportes erhalten bleibt, lässt sich für ein gegebenes Zeitintervall die gesuchte (mittlere) Flächenemission wie folgt berechnen:

$$E = \frac{(C - C_{bgd})}{(C/E)_{bLS}}$$



wobei C_{bgd} die Hintergrundkonzentration, d.h. die im Luv der Emissionsfläche vorherrschende Luftkonzentration repräsentiert, und $(C/E)_{bLS}$ das mit der bLS Ausbreitungsmodellierung errechnete theoretische C/E Verhältnis darstellt. Die Berechnungen eines einzelnen Intervalls basieren auf 50'000 Trajektorien. Als Grundlage für die Emissionsbestimmung wurden in dem hier angewendeten Fall $(C/E)_{bLS}$ Verhältnisse in 30-minütigen Intervallen kontinuierlich ermittelt.

Für die Emissionsberechnung bedarf es einer genauen räumlichen Beschreibung der Emissionsfläche und des Luftkonzentrations-Messpunktes, Kenntnis von C sowie C_{bgd} und einer Charakterisierung des bodennahen atmosphärischen Zustandes, d.h. der Verteilung der drei Windkomponenten (u , v , w) inklusive deren Vertikalprofile. Das bLS Modell benötigt dafür als Eingangsparameter die Standardabweichungen der drei Windvektoren (σ_u , σ_v , σ_w), die Windrichtung (θ) sowie die Schubspannungsgeschwindigkeit (u_*), Obukhov-Länge (L) und Rauigkeitslänge (z_0). Die Vertikalprofile werden durch die „Monin-Obukhov Similarity Theory“ (MOST) Beziehungen beschrieben (Flesch_2004).



Abbildung 1. Luftbild der Biogasanlage CH-01. Eingezeichnet in hellroten Kreisen sind die Standorte der GasFinder mit deren Retroreflektoren. Einer befindet sich im Südwesten der Anlage, zwei weitere im Nordosten und Osten der Anlage. Die gestrichelten Linien zeigen die Messpfade an. In grünen Dreiecken sind die beiden Ultraschallanemometer eingezeichnet, wobei Sonic1 im Nordosten und Sonic2 im Ostnordosten steht. In einem blauen Overlay sind die Methanquellen Weide, Stall und Biogasanlage eingezeichnet. Die Biogasanlage ist weiter unterteilt in Festlager, Güllelager und in Rot der Nachgärer. Zusätzlich ist Verteilung der vor Ort gemessenen Windrichtung (10° Intervalle) und Windgeschwindigkeit (Einteilung: 0-1 m/s, 1-2 m/s, 2-4 m/s und 4-9 m/s) eingezeichnet.

Trennung der Tierhaltungsemissionen von den Emissionen der Biogasanlagen

Mittels der Fernmessmethode werden auch Emissionen der Tierhaltung erfasst, sofern diese vorhanden sind. Mit dem Ansatz der Dispersionsmodellierung lassen sich einzelne Quellen, welche die Konzentrationsmessungen beeinflussen, nicht unterscheiden. Um die Emissionen der Biogasanlage unabhängig von den Tieremissionen bestimmen zu können, wurden die Tierbestände aufgenommen und die Tieremissionen mittels des Treibhausgasemissions-Modells der Agroscope (2018, D. Bretscher), welches für das Treibhausgasinventar der Schweiz verwendet wird, errechnet. Wenn bekannt war, zu welcher Zeit und welchem Tag die Tiere auf der Weide waren, konnten die berechneten Tieremissionen den entsprechenden Quellflächen (Stall oder Weide) zugeordnet werden. Dann wurden die Tieremissionen in Abhängigkeit des Tierflächenstandorts (Stall, Weide) und der Windrichtung in das Dispersionsmodell eingebunden. Die Tieremissionen wurden also nicht von den modellierten Emissionen der Anlage subtrahiert, sondern einer Quellfläche zugeordnet und mit dieser bekannten Quelle dann die Emissionen der Anlage berechnet. Die Unsicherheit in den berechneten Tieremissionen beträgt ca. 20%.



Tabelle 6. Methanemissionsraten der Tierbestände (nach D. Bretscher, 2018, Agroscope), welche im Einflussbereich der Fernmessung der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in EvEmBi lagen und in der Emissionsratenbestimmung berücksichtigt wurden.

Anlage	Tierbestände	Emissionen des Tierbestandes
CH-01	37-40 Milchkühe, 7-12 Aufzucht-kälber, 3-9 Aufzuchtrin-der	18.3-19.8 kg CH ₄ pro Tag
CH-02	8 Galtkühe, 8 Aufzucht-tiere, 3 Pferde, 380 Mastschweine	9.8 kg CH ₄ pro Tag
CH-03	90 Milchkühe, 23 Kälber, 7 Ziegen, 7 Galtkühe	39.6-40.2 kg CH ₄ pro Tag
CH-04	500 Schweine Zwei Milchviehställe mit 40 und 100 Milchkühen in nächster Nähe	2.3 kg CH ₄ pro Tag 16.1 kg CH ₄ pro Tag (Stall Nord) 31.6 kg CH ₄ pro Tag (Stall Süd) In Summe: 50 kg CH ₄ pro Tag



Abbildung 2. Präsentation der Methanlaser und der Fernmessmethodik vor Ort. Exkursion am 06.06.2019.



3.6 Methodenbeschrieb On-site Messungen

Im EvEmBi-Projekt wurde versucht, die Messungen so standardisiert wie möglich durchzuführen. Bei den On-site Messungen folgten die Messungen in Deutschland und Österreich und auf zwei Anlagen auch in Schweden dem Metharmo-Protokoll (Clauss_2019). In der Schweiz wurden die On-site Messungen durch die Firma Oester Messtechnik GmbH durchgeführt. Die Methodik stimmt teilweise mit dem Metharmo-Protokoll überein, konkret bei der Leckagedetektion und der Ermittlung von Methanemissionen bei definiertem Volumenstrom. Bei den punktuellen Messungen und den Flächenmessungen wurde jedoch die firmeneigene Herangehensweise gewählt, da der Metharmo-Ansatz sehr zeitaufwendig und entsprechend kostenintensiv ist. Somit sind die On-site Ergebnisse aus der Schweiz nur für die Leckagezählung und die Emissionen mit definiertem Volumenstrom direkt mit den On-site Ergebnissen aus den Partnerländern vergleichbar. Die von der Oester Messtechnik GmbH ermittelten Emissionsraten für die Anlagen und die anderen Komponenten sind demnach vor allem dann mit einer höheren Unsicherheit behaftet als die On-site Emissionsraten der Partnerländer, wenn Emissionsquellen ohne definierten Volumenstrom bilanziert wurden.

Die Vor-Ort-Messungen (On-site) von Oester Messtechnik GmbH erfolgten mittels Flammen-Ionisations-Detektor (FID; Portafid M3-K von Sewerin) oder Wärmeleitfähigkeitsdetektor (WLD; Ex-TEC SR 6 von Sewerin) zur Messung der Methankonzentration an den Emissionsstellen im ppm Bereich resp. im Vol.-% Bereich. Die Analyse der aktuellen Zusammensetzung des Biogases erfolgt mittels kombiniertem Analysegerät (NDIR für CO₂ + CH₄, Elektrochemisch für O₂; Multitec 540 von Sewerin). Bei den Leckage-Messungen wird jedes gasführende Bauteil hinsichtlich Leckagen untersucht und auch flächige Emissionen gemessen und quantifiziert. Allfällige Emissionen über die Abgase des BHKW werden nicht erfasst. Vor jeder Messung werden die Messgeräte auf ihre Funktion überprüft. Die Kalibrierung des Nullpunkts erfolgt mit Umgebungsluft. Die Leckagesuchgeräte (FID) werden mindestens jährlich oder bei Bedarf mit einer zusätzlichen 5-Punkt-Kalibration justiert (0 ppm, 10 ppm, 100 ppm, 1000 ppm, 10'000 ppm). Die Analysegeräte für Biogas werden mit zertifiziertem Kalibriergas kalibriert (60 Vol.-% CH₄, 40 Vol.-% CO₂).

Die On-site-Messungen sind ein wichtiger Baustein bei der Entwicklung einer Branchenlösung zur Detektion und Reduktion der Methanemissionen, da nur durch die On-site Messung die exakte Emissionsquelle identifiziert werden kann. Nachfolgend ist die Vorgehensweise der zugrundeliegenden Berechnungen aufgeführt (Oester_2018):

Verwendete Grundlagen

Die Dichte von Methan entspricht bei Normalbedingungen, d.h. 273 K und 1013 hPa, 0.72 kg/m³. Für die Berechnung der ausströmenden Methanfracht wird die korrigierte Dichte bei 20°C eingesetzt. Die Gastemperatur im Fermenter und Gasleitungssystem liegt meist höher. Darum wird diese Annahme als konservativ eingestuft, d.h. die Methanmenge wird tendenziell eher überschätzt als unterschätzt. Eine individualisierte Bestimmung der Methandichte pro Messpunkt ist in der Praxis nicht umsetzbar. Zur Normalisierung der Emissionsströme müssten bei jeder Messung sowohl Temperaturen als auch Druckzustände erfasst werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Quantifizierungsgenauigkeit der Methanemissionen dadurch nicht wesentlich verbessert werden würde. Bei der Bestimmung der Methanfracht in einem definierten Volumenstrom wird jedoch die Dichte von Methan bei Normalbedingungen zur Berechnung der Methanfracht verwendet, da der Volumenstrom über den Massenstrom mittels thermischem Anemometer bestimmt wird (und die Gasmenge in Normkubikmeter). Es werden also die beiden folgenden Dichten für die Quantifizierung der Methanemissionen verwendet.

$\rho_{CH_4,N}$	Dichte von Methan bei Normalbedingungen	0.72 [kg/m ³]
$\rho_{CH_4,20^\circ C}$	Dichte von Methan bei 20°C	0.68 [kg/m ³]



Berechnung aktueller Methanverlust

Der gesamte Biogasverlust einer Biogasanlage ergibt sich aus der Summe der einzelnen Emissionsquellen. Dabei wird die Methanfracht für unterschiedliche Emissionsquellen entsprechend der Art der Emission berechnet und bei konstanter Konzentration und Ansaugleistung des Messgeräts eine Methanfracht abgeleitet.

Punktuelle Emissionsquellen

Punktuelle Emissionsquellen sind Gasaustritte, die an einer Stelle lokalisiert werden können. Beispiele dazu sind eine erhöhte Methankonzentration an einem Schauglas eines Fermenters oder an einem Flansch einer gasführenden Leitung. Mit der Gassonde des FID wird den Konzentrationsgradienten nachgegangen und der Messpunkt mit der höchsten Konzentration als punktuelle Emissionsquelle definiert. Dabei wird mit der Sonde so nahe an die Emissionsquelle gegangen wie möglich (siehe Abbildung 3). An diesem Punkt wird die Methankonzentration gespeichert, sobald der Messwert stabil ist. Etwaige Schwankungen werden durch eine ausreichende Messdauer pro Messpunkt berücksichtigt (maximal 5 Minuten). Dabei wird ein zeitlich gewichteter Mittelwert abgeschätzt. Mit der gemessenen Methankonzentration in ppm wird unter Berücksichtigung der Pumpenleistung des Messgerätes die aktuelle Methanfracht pro Stunde bestimmt (Formel 1).

Formel 1: Berechnung Methanfracht bei punktuellen Emissionsquellen

$$F_{CH_4,t} = \frac{\sigma_{CH_4} * V_{MG} * \rho_{CH_4,20^\circ C}}{1 * 10^6}$$

Wobei:

$F_{CH_4,t}$	Methanfracht im Zeitintervall t [kg CH ₄ /h]
σ_{CH_4}	Konzentration Methan [ppm CH ₄]
V_{MG}	Volumenstrom Messgerät [m ³ /h]
$\rho_{CH_4,20^\circ C}$	Dichte Methan bei 20°C [kg/m ³]

Flächige Emissionsquellen

Flächige Emissionsquellen wie offene Becken oder nicht unter Druck stehende Lagerbehälter sind meist diffus und weisen keinen definierten Volumenstrom auf. Die Erfassung dieser Emissionen ist vergleichbar mit der Erfassung von Methanemissionen von Deponiegas auf der Oberfläche einer Deponie. Biologisch finden bei der Produktion von Biogas in einem Fermenter und beim Entstehen von Deponiegas in einer Hausmülldeponie dieselben Prozesse statt. Unter Ausschluss von Luft (anaerob) wird durch die Zersetzung von organischem Material Bio- respektive Deponiegas gebildet. Daher wird die Methodik zur Bestimmung der diffusen Emissionsmengen daran angelehnt. Die Methode funktioniert analog zu den Punktquellen (siehe oben) verwendeten Vorgehen. Dabei wird ein Messgerätespezifischer Emissionsfaktor abgeleitet (Formel 2) und die erfasste Methanfracht in ein Verhältnis zur Fläche gestellt (Formel 3). Pro Fläche werden mehrere Messungen durchgeführt und der Mittelwert verwendet. Die Anzahl der Messpunkte wird nach Form und Grösse der Fläche individuell bestimmt. Der Emissionsfaktor beinhaltet erstens den Einflussbereich des Messgerätes, der sich auf den Saugglocken-Durchmesser des FID Portafid von Sewerin bzw. den Einflussbereich um die Röhrchenöffnung bezieht. Zweitens wird der durch die Pumpenleistung bestimmte Volumenstrom des angesogenen Luftstroms im Emissionsfaktor berücksichtigt.



Formel 2: Bestimmung des Emissionsfaktors für den Rückschluss von Konzentration auf den Volumenstrom.

$$EF_{CH_4} = \frac{V_{MG} * \sigma_{CH_4,1}}{A_{MG}}$$

Wobei:

EF_{CH_4}	Emissionsfaktor Methan $3.5 * E^{-5}$ [$m^3/h m^2$]
A_{MG}	Einflussbereich Saugglocke 0.00142 [m^2]
V_{MG}	Volumenstrom Messgerät [m^3/h]
$\sigma_{CH_4,1}$	Konzentration Methan 1 ppm = $1 * E^{-6}$

Zur Veranschaulichung: Bei Verwendung dieses Messgerätes, einem Messwert von einem ppm und einer offenen Fläche, die genau dem Einflussbereich der Saugglocke entspricht, würde sich eine Emission von $3.5 * 10^{-5} m^3$ Methan pro Stunde ergeben.

Formel 3: Berechnung Methanfracht bei flächigen Emissionsquellen

$$F_{CH_4,t} = A_E * EF_{CH_4} * \sigma_{CH_4,m} * \rho_{CH_4,20^\circ C}$$

Wobei:

$F_{CH_4,t}$	Methanfracht im Zeitintervall t [$kg CH_4/h$]
$\sigma_{CH_4,m}$	Konzentration Methan (Mittelwert) [ppm]
A_E	Fläche der Emissionsquelle [m^2]
EF_{CH_4}	Emissionsfaktor Methan: $3.5 * E^{-5}$ [$m^3/ppm/h/m^2$]
$\rho_{CH_4,20^\circ C}$	Dichte Methan bei $20^\circ C$ [kg/m^3]

Methanemissionen bei definiertem Volumenstrom

In Rohren und an Lüftungsöffnungen kann über die Bestimmung der Querschnittsfläche und der Strömungsgeschwindigkeit ein Volumenstrom definiert werden. Wird durch solche Rohre oder Öffnungen emittierendes Methan geleitet, kann mit einer zusätzlichen Konzentrationsmessung auch die Methanfracht bestimmt werden (Formel 4).

Formel 4: Berechnung Methanfracht Volumenstrom

$$F_{CH_4,t} = \frac{A * v * \sigma_{CH_4} * \rho_{CH_4}}{1 * 10^6}$$

Wobei:

$F_{CH_4,t}$	Methanfracht im Zeitintervall t [$kg CH_4/h$]
σ_{CH_4}	Konzentration Methan [ppm]
A	Querschnittsfläche Leitung oder Öffnung [m^2]
v	Strömungsgeschwindigkeit [m/s]
ρ_{CH_4}	Dichte Methan bei Normalbedingungen [kg/Nm^3]

Methanemissionen an Tragluftdach / Fermenterkrone

An kreisförmigen Objekten wie Fermenterkronen und an Übergängen zu Tragluftdächern mit Doppel-Membran treten oft Methanemissionen auf. An möglichen Austrittsstellen werden in regelmässigen Abständen (rund 1 - 2 m) Konzentrationsmessungen durchgeführt und mittels Satellitenvermessung die genaue Position der Austrittsstelle auf dem Kreisbogen festgehalten. Bei grossen Leckagen (> 1000



ppm) werden die Abstände zwischen den Einzelmessungen verkleinert um die Emissionsstellen eingrenzen zu können. Zur Bestimmung der austretenden Methanfracht werden die Einzelmessungen gewichtet und ein Mittelwert gebildet (Formel 5).

Formel 5: Berechnung Emissionsmittelwert

$$EPT_m = \left(\frac{\sum \sigma_{CH_4,EPT}}{\sum EPT} \right)$$

Wobei:

EPT_m	Emissionsmittelwert [ppm]
$\sum \sigma_{CH_4,EPT}$	Summe aller Messwerte [ppm]
$\sum EPT$	Anzahl erfasste Emissionspunkte

Da sich unter dem Folienrand an der Fermenterkrone Gas aufkonzentrieren kann, wird ein mittlerer Beeinflussungsabstand von 0.4 m beidseits der einzelnen Messpunkte angenommen, d.h. es gibt keine Beeinflussung der Einzelmessungen bei einem Abstand von 0.8 m zwischen den Messpunkten. Bei geringen Konzentrationen ppm CH wird der Messabstand vergrößert. Über den Umfang des Behälters wird die Anzahl Normmesspunkte bestimmt (Formel 6).

Formel 6: Berechnung Anzahl Normmesspunkte

$$NMP = \frac{d_{Obj}}{0.8}$$

Wobei:

NMP	Anzahl Normmesspunkte [Stk]
d_{Obj}	Durchmesser Objekt [m]

Für die Berechnung der emittierenden Methanfracht an der Fermenterkrone wird analog zur Bestimmung bei Punktemissionen die Pumpenleistung des Messgerätes beigezogen (Formel 7).

Formel 7: Berechnung Methanfracht Fermenterkrone

$$F_{CH_4,t} = \frac{EM}{1 \cdot 10^6} * NMP * V_{MG} * \rho_{CH_4,20^\circ C}$$

Wobei:

$F_{CH_4,t}$	Methanfracht im Zeitintervall t [kg CH ₄ /h]
EM	Emissionsmittelwert [ppm]
NMP	Anzahl Normmesspunkte [Stk]
$\rho_{CH_4,20^\circ C}$	Dichte Methan [kg/m ³]
V_{MG}	Volumenstrom Messgerät korrigiert [m ³ /h]



Hochrechnung Jahresfracht

Bei Leckagen wird die aktuelle Methanfracht [kg CH₄/h] bestimmt. Um die Jahresfracht zu ermitteln, werden diese Werte mit der Anzahl Jahresstunden (8760 h) multipliziert (Formel 8).

Formel 8: Hochrechnung Jahresfracht Methan.

$$F_{CH_4,a} = F_{CH_4,t} * JS$$

Wobei:

$F_{CH_4,a}$	Methanfracht in einem Jahr [kg CH ₄ /a]
$F_{CH_4,t}$	Methanfracht im Zeitintervall t [kg CH ₄ /h]
JS	Anzahl Stunden eines Jahres = 8760 [h/a]



Abbildung 3. Oester Messtechnik GmbH beim Messen der Methankonzentrationen an den Schaugläsern eines Fermenters mit einem Flammenionisationsdetektor.



3.7 Weitere Datenerhebungen - Betriebsparameter

Für die Interpretation der Emissionsmessungen sind weitere Betriebsparameter wichtig. Aufgrund der beiden Untersuchungsjahre lassen sich unterschiedliche bzw. veränderte Betriebszustände der Biogasanlagen hinsichtlich der Freisetzung von Methan erfassen. Dazu wurden die Betriebszustände erfasst und dokumentiert.

Folgende Betriebsparameter wurden zusätzlich während der Messperioden der Fernmessungen im Rahmen des EvEmBi-Projekts auf den drei Biogasanlagen erhoben (vgl. Tabelle 7):

Tabelle 7: Zusätzlich erhobene Betriebsparameter auf den drei landwirtschaftlichen Biogasanlagen im EvEmBi-Projekt.

Anlagenausstattung	Welche Anlagenbestandteile hat die Anlage?
Substrateintrag	Welche Mengen und welche Substrate werden in die Anlage gegeben?
Stromproduktion	Wieviel Strom wurde produziert? Brutto und Netto
Betriebstemperatur	Welche Temperatur haben Fermenter und Nachgärer?
Wartung und Instandhaltung	Wie wird die Wartung und Instandhaltung gehandhabt?
Biologische und technische Kennzahlen	<ul style="list-style-type: none">- Hydraulische Verweilzeit in Fermenter, Nachgärer und Endlager- Folientypen- Rührwerksaktivitäten- Methangehalt Biogas
Besondere Vorkommnisse	Gab es Störungen während der Messungen? War etwas ausserhalb „Normalbetrieb“?



3.8 Emissionsreduktionsmassnahmen

Folgende Revisionsarbeiten wurden innerhalb des Projektes auf den EvEmBi-Biogasanlagen in der Schweiz durchgeführt:

- Auf der Anlage CH-01 wurde 2018 nach der ersten Fernmessung der Nachgärer neu abgedeckt (Biolene).
- Auf der Anlage CH-02 wurde 2018 ein neues BHKW installiert (Erweiterung Juni 2018) und der Fermenter wurde teilerneuert (Neues Rührwerk, neues Dach, neue Doppelmembranunterkonstruktion - Juli 2018). Leider kam es bei der Anlage im Jahr 2019 noch zu einer defekten Doppelmembran, sodass die zweite Emissionsmessung nicht als Reduktionsmessung gezählt werden konnte.

Die Anlagen CH-03 und CH-04 wurden einmalig im Jahr 2018 respektive 2019 mittels Fernmessung geprüft. Diese Anlagen wurden kein zweites Mal gemessen und daher auch keine Reduktionsmassnahmen erfasst. Eine quantitative Auswertung der Effektivität von Reduktionsmassnahmen ist mittels Fernmessung schwierig. Laut Berechnungen der HAFL sind Reduktionsmassnahmen bei den Rahmenbedingungen in diesem Projekt erst ab einer reduzierten Emissionsrate von mindestens 30% in einem vernünftigen Zeitintervall zu messen. Bei der Auswertung zu Emissionsreduktionsmassnahmen wurde daher auf Fallbeispiele aus den Partnerländern zurückgegriffen.

Die Emissionsreduktionsmassnahmen auf EvEmBi-Biogasanlagen in den Partnerländern umfassten:

- Erneuerung einer Innenmembran
- Erneuerung eines Katalysators und Wartung
- Gasdichte Abdeckung eines Gärrestlagers
- Erneuerung des Aminwäschers bei einer Gasaufbereitungsanlage
- Abdichtung einer Leckage an einer Gasaufbereitungsanlage



4 Ergebnisse Schweiz und Partnerländer

4.1 Anlagen-Charakterisierung Schweiz

Die ausgewählten Anlagen haben zufällig alle ein übereinstimmendes Inbetriebnahmejahr, d.h. sie sind alle gleich alt, nämlich aus dem Jahre 2012, d.h. zu Projektbeginn waren sie seit mehr als 5 Jahren in Betrieb. Alle vier unterscheiden sich jedoch in den Anlagenbestandteilen und zum Teil auch im Management, z.B. in der Fermenterheizung oder in der Fütterung. In der nachfolgenden Tabelle 8 sind die wichtigsten Anlagencharakteristika aufgeführt.

Tabelle 8: Betriebsspezifische Parameter der drei bzw. vier für EvEmBi ausgewählten, landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

	Einheit	CH-01	CH-02	CH-03	CH-04
Inbetriebnahme	Jahr	2012	2012	2012	2012
Installierte Leistung	(kW _{el} /kW _{th})	120/118	280/319 bzw. 680/689 (ab Juni 2018)	440/464	220/247
Nettostromproduktion 2018	GWh	0.85	2.32	2.42	1.08
Nettostromproduktion 2019	GWh	0.85	3.19	2.79	1.62
Anzahl BHKW		1	1 bzw. 2	2	1
Typ BHKW		Zündstrahlmotor Marke: Schnell	Gasmotoren Marke: Avesco	Gasmotoren Marke: 2G	Gasmotor Marke: Avesco
Typ Fermenter		Liegender Pfpfenstrom-Fermenter	Behälter mit Tragluftdach (Doppelmembran)	Betonbehälter mit Betondach	Betonbehälter mit Betondach
Grösse Fermenter	(m ³)	120	1'800	1'600	1'000
Temperatur Fermenter	(°C)	52	40	48	43°C
Verweilzeit Fermenter	Tage	5	20	20	36
Typ Nachgärer		Behälter mit Biolene. Beheizt.	Behälter mit Tragluftdach (Doppelmembran). Beheizt.	Behälter mit Tragluftdach (Doppelmembran). Isoliert (unbeheizt)	Behälter mit Tragluftdach (Doppelmembran).
Grösse Nachgärer	(m ³)	1'100	1'800	2'300	1'200
Temperatur Nachgärer	(°C)	48	40	ca. 37	32°C (unbeheizt)
Verweilzeit Nachgärer	Tage	55	40	40	30-40



Typ Endlager		Abdeckung Betondecke 3/4, nicht-gasdicht	Behälter mit Tragluftdach (Doppelmembran)	Offen, mit permanenter Schwimmdecke	Behälter mit Tragluftdach (Doppelmembran)
Grösse Endlager	(m ³)	600	3800	500	3'750
Verweilzeit Endlager	Tage	nach Bedarf bis 5 Monate	nach Bedarf bis 5 Monate	nach Bedarf bis 5 Monate	nach Bedarf bis 5 Monate
Weitere Anlagenbestandteile		<ul style="list-style-type: none"> • Biogrinder • Separator • Gasfackel • Lagertank für Flüssigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Gasfackel • Lagertank für Flüssigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Lagertank für Flüssigkeiten • Hygienisierungsanlage • Warmwasserspeicher • Separator 	<ul style="list-style-type: none"> • Lagertank für Flüssigkeiten • Separator
Eingesetzte Substrate		<p>Hofdünger: Rindergülle und –mist. Cosubstrate: Speisereste hygienisiert</p>	<p>Hofdünger: Mischgülle, Rindermist, Geflügelmist Cosubstrate: Grüngut, Kaffeesatz, Kartoffelabfälle, Bleicherde</p>	<p>Hofdünger: Mist und Gülle (Rinder, Pferde, Geflügel). Cosubstrate: Speisereste hygienisiert</p>	<p>Hofdünger: Mist und Gülle (Schweine, Rinder, Pferde, Geflügel). Cosubstrate: Permeat, Gemüserüstabfälle, Kaffeesatz, Grüngut, Tabak- und Mülereiabfälle</p>
Eingesetzte Mengen (2018)	Tonnen Frischmasse /Jahr	6'200 Hofdünger 880 Co-Substrate	22'500 Hofdünger 2'100 Co-Substrate	13'000 Hofdünger 3'000 Co-Substrate	8'200 Hofdünger 1'600 Co-Substrate
Methangehalt im Biogas	%	56	55	55	57
Besondere Betriebszustände während Messung?		Nein	Dachschaden Fermenter, BHKW-Ausfall	Nein	Nein



4.2 Durchführung der Fernmessungen

4.2.1 Erste Fernmessung an der CH-01

Die erste Messkampagne im 2018 an der Biogasanlage CH-01 war die längste im Projekt und dauerte vom 21.02.-28.04.2018. Es resultierten insgesamt 310 Messintervalle, d.h. halbstündige Messeinheiten, zu denen Emissionsraten der Anlage bestimmt werden konnten. Ausgehend von gesamthaft 1354 aufgezeichneten Messintervallen, machten die verwendbaren Intervalle rund 23% aus. Dies bedeutet, dass für > 70% der Messintervalle keine Emissionsrate bestimmt werden konnten. Die Gründe dafür lagen meist bei den meteorologischen Bedingungen, da entweder der Wind in die falsche Richtung wehte oder zu wenig stark wehte oder auch mal die Reflektion der Lasersensoren ungenügend stark war. Wie sich anhand der Abbildung 4 mit der Aufzeichnung der meteorologischen Gegebenheiten zum Zeitpunkt der Fernmessung erkennen lässt, veränderten sich sowohl die Windrichtung als auch die Windgeschwindigkeiten häufig.

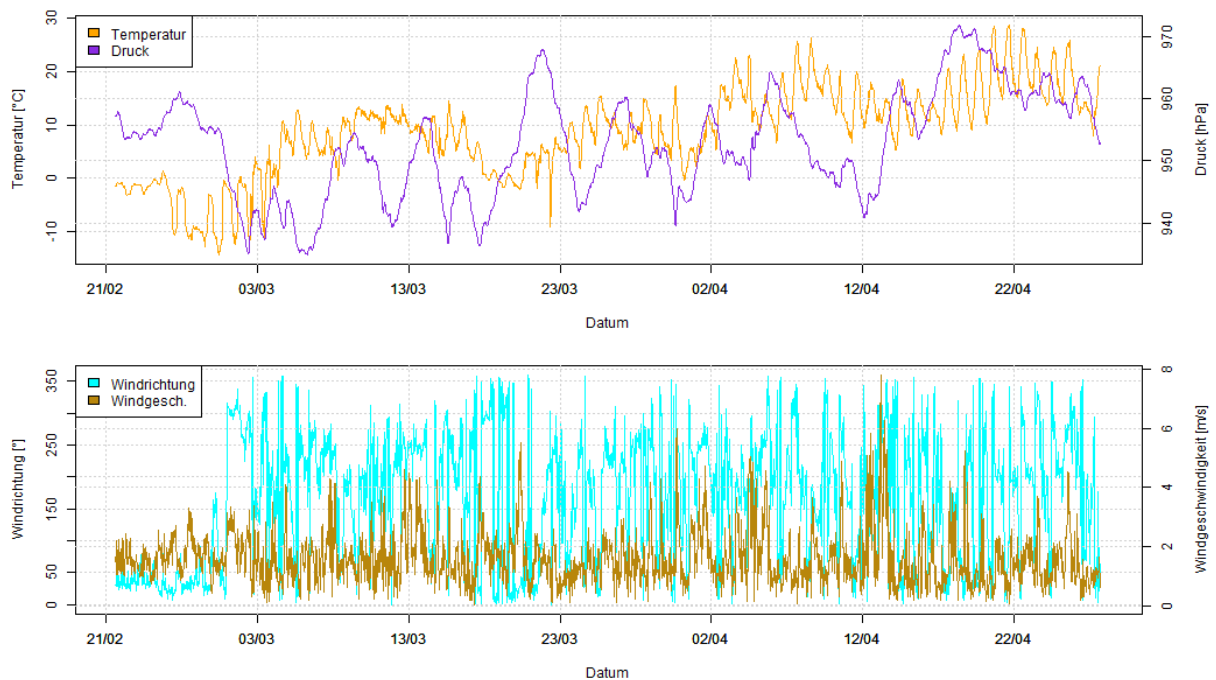


Abbildung 4. Meteorologische Bedingungen während der Messperiode 2018 bei der Biogasanlage CH-01. Die Daten stammen von Vor-Ort-Messungen der Ultraschallanemometer Sonic1 und Sonic2 und wo diese Lücken aufwiesen von der Meteoschweiz Wetterstation in der Nähe. Im oberen Panel ist die Temperatur und der Druck geplottet, wobei die Daten für den Druck alleine von der Wetterstation stammen. Im unteren Panel ist die Windrichtung und die Windgeschwindigkeit angegeben.

Von den verwendbaren Messintervallen wurden 296 ausgewertet. Vierzehn Messintervalle wurden aussortiert, weil an diesen Tagen das Minimumkriterium für die Auswertung von drei gültigen Intervallen pro Tag nicht erfüllt war. In der folgenden Grafik (Abbildung 5) sind also alle Messtage aufgetragen, an denen mindestens drei Emissionsraten bestimmt werden konnten. Insgesamt war dies für 29 Messtage der Fall. Die Emissionsrate dieser Messtage schwankte im Median zwischen -0.1 kg und 0.97 kg Methan pro Stunde. Es gab keinen Messtag, an dem die Emissionsrate über 1 kg Methan pro Stunde lag. Im Mittel wurde für die Anlage eine Emissionsrate von 0.44 ± 0.50 kg Methan pro Stunde berechnet. Die Emissionsrate schwankte zwischen den Tagen und auch innerhalb eines Tages. Auch die Bandbreite der Emissionsraten variierte. Dies scheint normal zu sein. Dennoch gab es eine Reihe von Tagen, die sehr ähnliche Emissionsraten zeigten, z.B. 26.03.-31.03.2018. An diesen Tagen scheint die Anlagensituation sehr stabil gewesen zu sein. Interessant bei dieser langen Messreihe zu sehen ist, dass die



Methanemissionsraten im April durchschnittlich niedriger waren als im März. Ein Grund für diesen Unterschied könnten die landwirtschaftlichen Aktivitäten im Frühjahr sein. Wenn im April Gärgülle für die Düngung gebraucht wird und dann auch weniger Gärgülle im Gärrestlager ist, dann könnte dies allenfalls die niedrigeren Emissionen erklären.

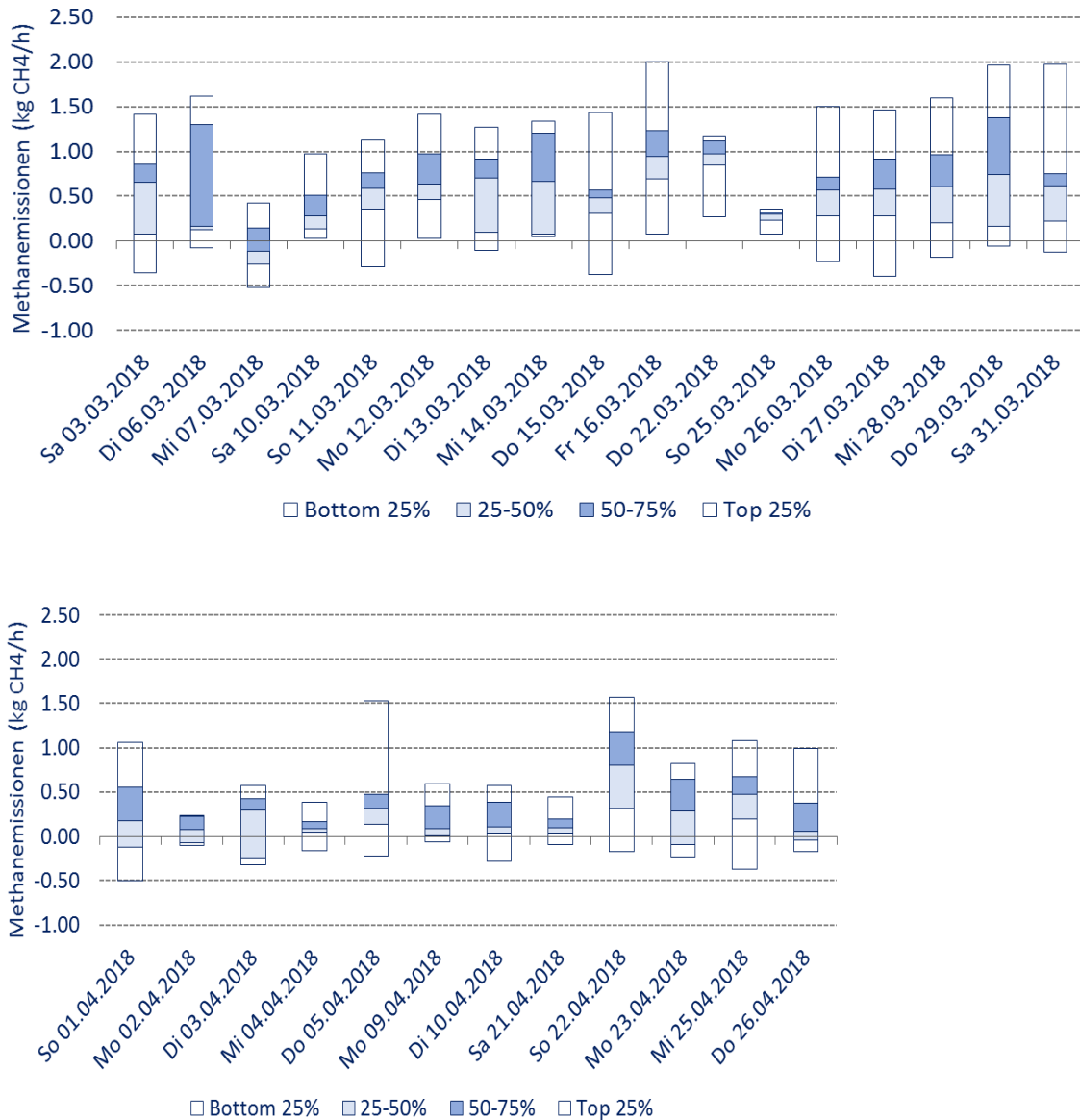


Abbildung 5. Mittels Fernmessung bestimmte Methanemissionsraten der Biogasanlage CH-01 im Jahr 2018, aufgetragen in emittierter Menge Methan (kg) pro Stunde. Die Verteilung der Emissionsraten innerhalb eines Tages ist in Quartile aufgeteilt. Gezeigt werden Messtage mit mindestens 3 verwendbaren Messintervallen. Negative Werte bedeuten hier, dass die berechneten und in Abzug gebrachten Tieremissionen höher ausfielen als die gemessenen Emissionen der Biogasanlage (inkl. Tieremissionen).



Für die Interpretation wurde untersucht, ob sich zwischen äusseren Umständen, wie z.B. klimatischen Bedingungen und betrieblichen Zuständen ein Zusammenhang zu den modellierten Methanemissionen herstellen liess. Für die erfassten Daten Stromproduktion der Anlage, Temperatur und Windgeschwindigkeit wurde kein Zusammenhang gefunden. Es gab bei Vollast des BHKW eine ähnliche Bandbreite an Emissionsraten wie bei Teillast des BHKW. Dies zeigt die Streuung der Methanemissionen in Abbildung 6. Auch wenn nicht die maximale Last beim BHKW gefahren wurde und auch als es einen kurzen Unterbruch gab, zeigte sich keine Erhöhung oder Reduktion der Emissionen.

In der Messperiode 2018 wurden Lufttemperaturen zwischen 0 und 25.8 °C gemessen. Die meisten Messpunkte wurden zwischen 4 und 16 °C aufgenommen. Auch hier konnte keine Korrelation zwischen Aussentemperatur und Emissionsrate festgestellt werden (siehe Abbildung 7). Eine höhere Aussentemperatur könnte über eine Erhöhung der Fermentertemperatur zu einer stärkeren Ausdehnung des Biogases und durch diesen „Platzanspruch“ zu einem erhöhten Gasdruck der Anlage führen. Dies scheint bei CH-01 nicht der Fall zu sein. Es traten sogar weniger Streuung und niedrigere Emissionsraten mit zunehmender Lufttemperatur auf. Allerdings war die Anzahl der Messpunkte im höheren Temperaturbereich sehr viel kleiner als in dem mittleren Bereich von 4-16 °C. Die Schlussfolgerung, dass die Emissionen dieser Anlage mit steigender Lufttemperatur abnahmen, darf daher nicht gezogen werden.

Die Windgeschwindigkeit ist ein bedeutsamer Faktor für den Transport von Biogas in der Luft und die Bestimmung von Methanemissionsraten mittels der Fernmessung. Die aufgezeichneten und im Modell verwendbaren Windgeschwindigkeiten bewegten sich zwischen 0.6 und 5.4 m s⁻¹. Die Höhe der Emissionen war allerdings unabhängig von der Windgeschwindigkeit, wie in Abbildung 8 zu sehen ist. Fleisch_2011 konnten ebenfalls keinen Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der Emissionshöhe finden.

Weiterhin wurde analysiert, ob sich im Tagesverlauf bestimmte Muster der Emissionsraten der Anlage erkennen lassen. In Abbildung 9 ist das Verhältnis von Methanemissionen und der entsprechenden Tageszeit unabhängig vom Datum dargestellt. Es zeigten sich über den Tagesverlauf sehr einheitlich auftretende Emissionsraten. Es konnten keine Spitzenzeiten oder Flauten ausgemacht werden. Einzig auffällig ist das Fehlen von negativen Werten im Zeitraum 09:30-14:00 Uhr (über Mittag). Dies könnte bedeuten, dass die Tieremissionen in diesem Zeitraum mit den berechneten Emissionen besonders gut übereinstimmen. Es könnten aber auch besonders günstige mikrometeorologische Bedingungen eine Rolle spielen.

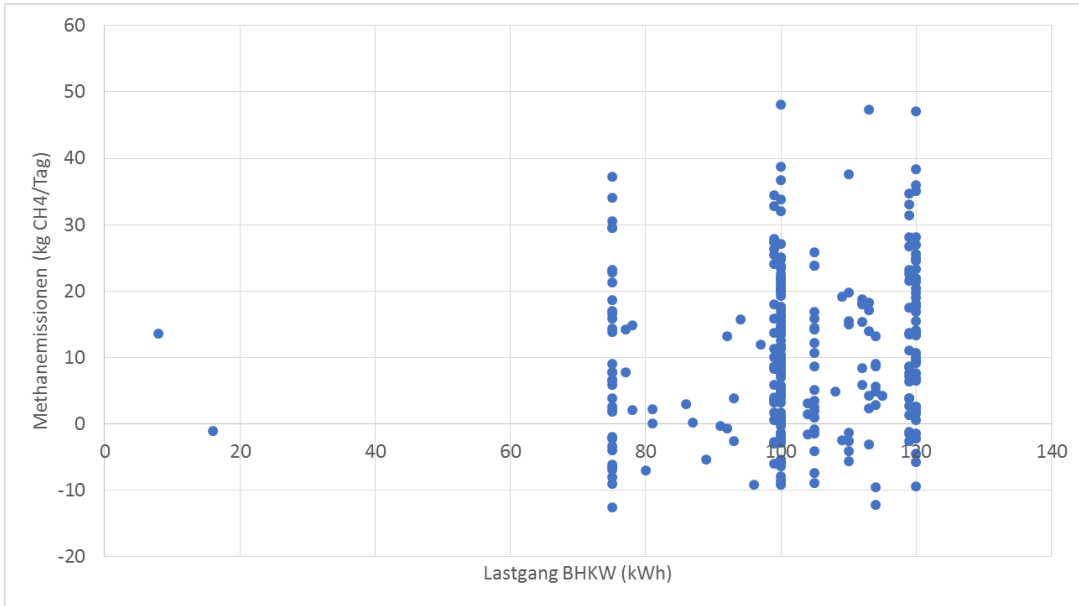


Abbildung 6. Methanemissionsraten der CH-01 in Abhängigkeit von der Leistung des BHKW während der Fernmessreihe 2018.

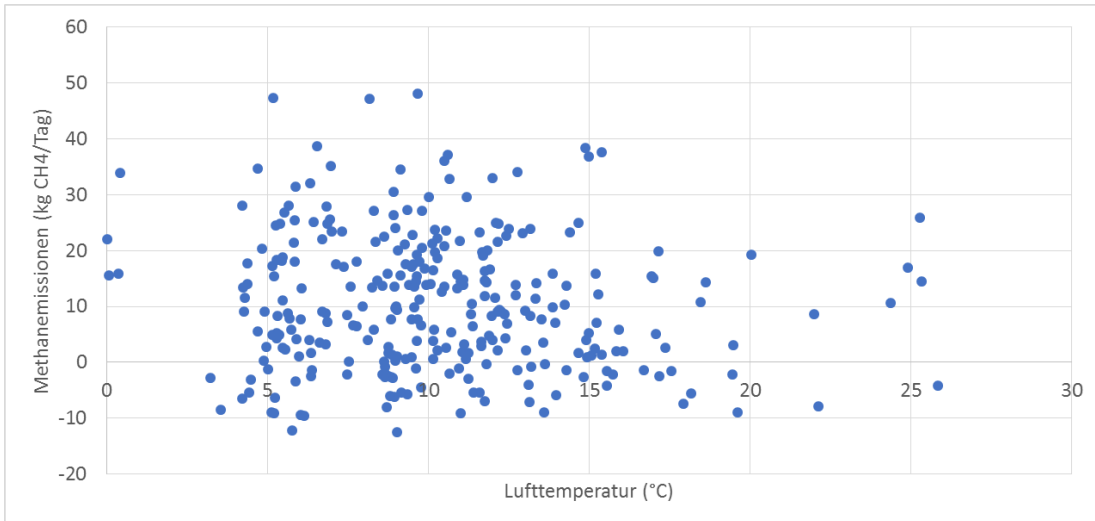


Abbildung 7. Methanemissionsraten der CH-01 in Abhängigkeit von der Lufttemperatur während der Messreihe 2018.

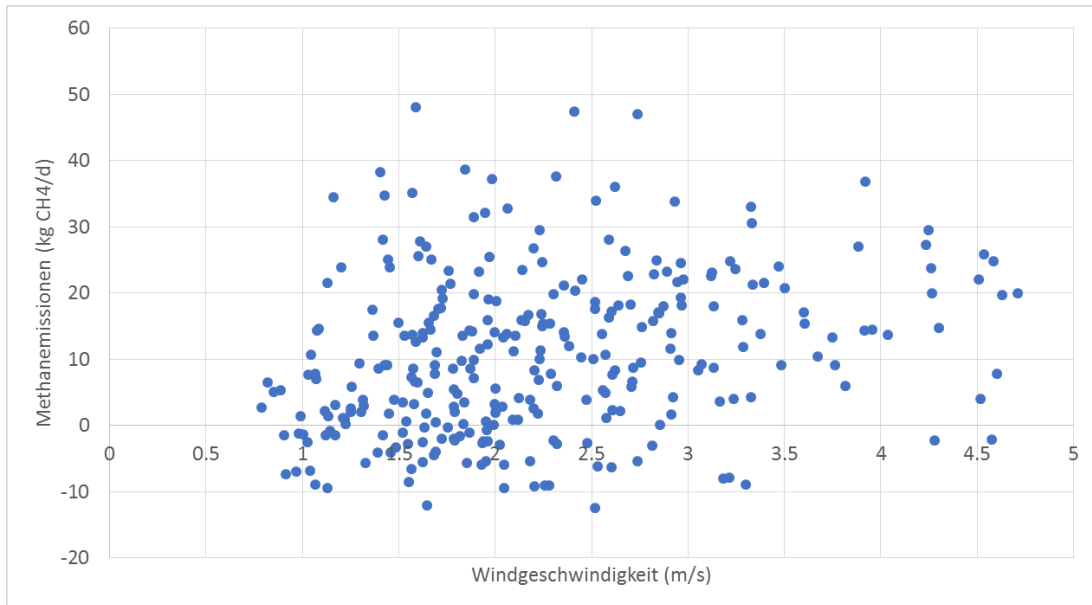


Abbildung 8. Methanemissionsraten der CH-01 in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit während der Messreihe 2018.

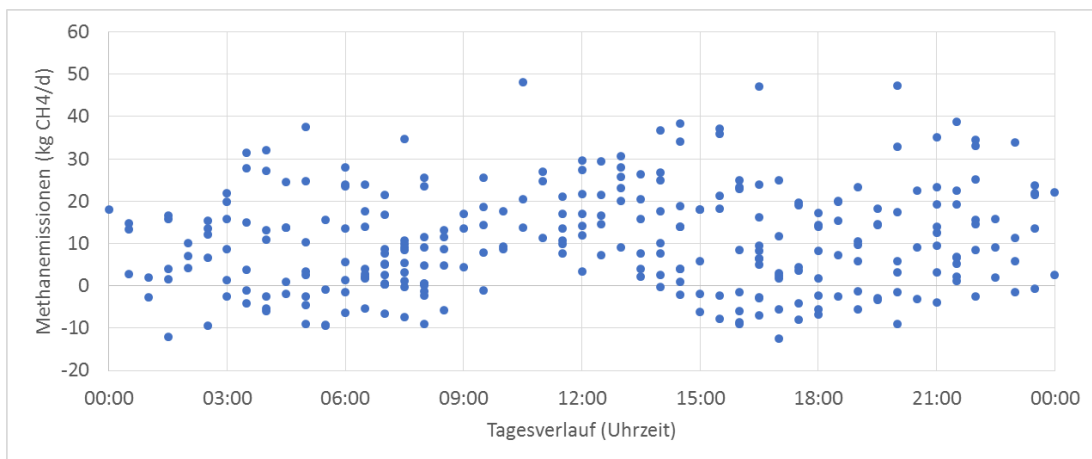


Abbildung 9. Methanemissionsraten der CH-01 in Abhängigkeit von der Tageszeit während der Messreihe 2018.



4.2.2 Zweite Fernmessung an der CH-01

Die zweite Fernmessung an der Anlage CH-01 wurde von 30.05.- 19.06.2019 durchgeführt. In diesen 3 Wochen wurden 78 valide Messintervalle ermittelt. Insgesamt wurden in diesem Zeitraum 859 halbstündliche Intervalle aufgezeichnet, bei denen eine Konzentrationsüberhöhung zwischen Luv und Lee der Anlage zu messen war. Dementsprechend konnten von rund 9% der Messintervalle gültige Emissionswerte herangezogen werden. An 11 Tagen konnten mehr als drei gültige Messintervalle bestimmt werden. Diese Messtage wurden für die weitere Analyse und Interpretation berücksichtigt.

Die Emissionsraten der validen Messtage schwankten im Median zwischen 0.04 und 1.0 kg CH₄ pro Stunde (siehe Abbildung 10). Durchschnittlich lag die Emissionsrate an diesen Tagen bei 0.5 kg CH₄ pro Stunde, respektive bei 11.6 kg CH₄ pro Tag. Im Vergleich dazu wurden die Tieremissionen des Betriebs, die in die mit der Fernmessung gemessenen Methanemissionen einfließen, auf 13.5 kg CH₄ am Tag berechnet.

Im Juni sind die Füllstände der Anlage CH-01 niedriger als im März (Mitteilung des Betreibers). Wenn es eine Korrelation zwischen dem Füllstand und der Emissionsrate gibt, dann sollte die Emissionsrate demnach im Juni tiefer sein als im März. Im Vergleich zu 2018, war die Emissionsrate im Juni 2019 aber ähnlich hoch wie im März 2018. Ein Bezug zum Füllstand lässt sich somit nicht bestätigen.

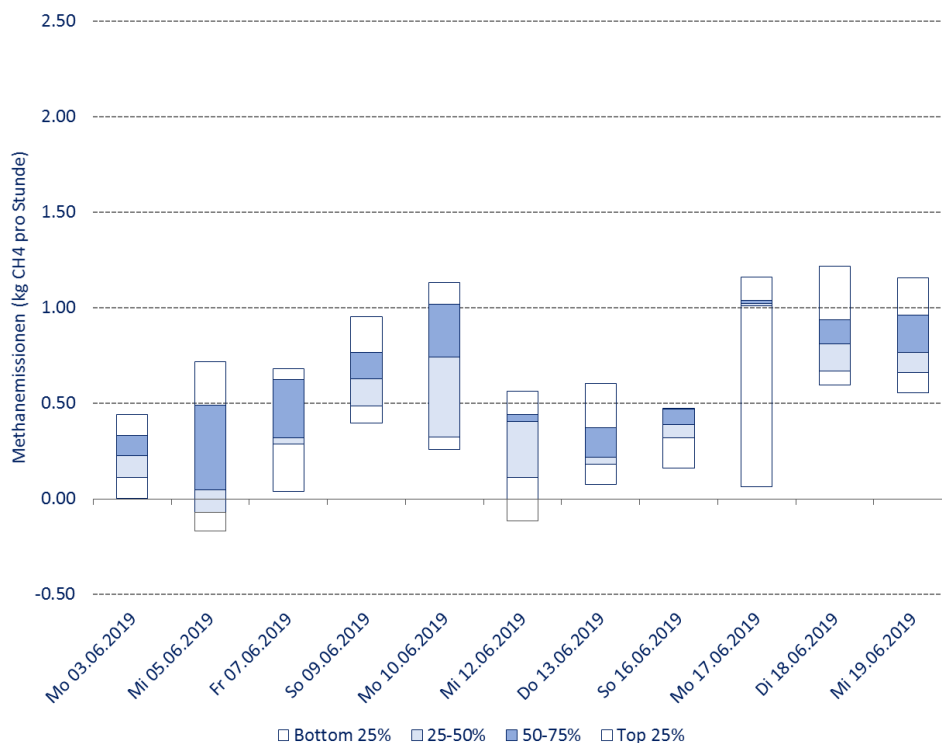


Abbildung 10. Mittels Fernmessung bestimmte Methanemissionsraten der Biogasanlage CH-01 im Jahr 2019, aufgetragen in emittierter Menge Methan (kg) pro Stunde. Gezeigt werden Messtage mit mindestens 3 verwendbaren Messintervallen. Negative Werte bedeuten hier, dass die berechneten und in Abzug gebrachten Tieremissionen höher ausfielen als die gemessenen Emissionen der Biogasanlage (inkl Tieremissionen).



Die Emissionsraten wurden, wie schon für 2018 mit den Faktoren Windgeschwindigkeit, Umgebungstemperatur, Stromproduktion und Uhrzeit gegeneinander aufgetragen, um herauszufinden, ob es Erklärungen für die Unterschiede in den Emissionsraten gibt (vgl. Abbildung 11). In Bezug auf die Temperatur und die Uhrzeit der gemessenen Emissionen liess sich kein Trend erkennen. Die Streuung der einzelnen Emissionshöhen war zu unterschiedlichen Temperaturen und Uhrzeiten ähnlich. Wobei es bei der Uhrzeit eine ungewöhnliche Verteilung der validen Emissionsraten auf abends bis frühmorgens gab, ohne Ergebnisse in den Vormittags- und Nachmittagsstunden. Eine Analyse der Messintervalle in den Zwischenstunden zeigte, dass es zwar durchaus messbare Emissionsraten zu diesen Uhrzeiten gab, dass diese aber aufgrund von modellbedingten Filterungen, wie unpassender Windrichtung oder ungenügender Konzentrationsüberhöhung, aussortiert werden mussten. Anhand der Windrose und der Aufstellung der Messgeräte lässt sich gut nachvollziehen, dass der Wind relativ häufig genau ausserhalb der Messanordnung wehte (Abbildung 12).

In punkto Wind lässt sich bei der Windgeschwindigkeit mit der Trendlinie ein gewisser Positivtrend verzeichnen. Diese Korrelation ist durch die breite Streuung aber so gering, dass man dies nicht als Zusammenhang werten kann. Gleiches gilt für die Stromproduktion. Der leichte Negativtrend der Emissionsraten bei zunehmender Stromproduktion ist auch ohne die beiden „Ausreisser“ mit der reduzierten Stromproduktion von 18.75 kW pro 15 Minuten mit so einer grossen Streuung verbunden, dass sich diesbezüglich kein Zusammenhang herstellen lässt.

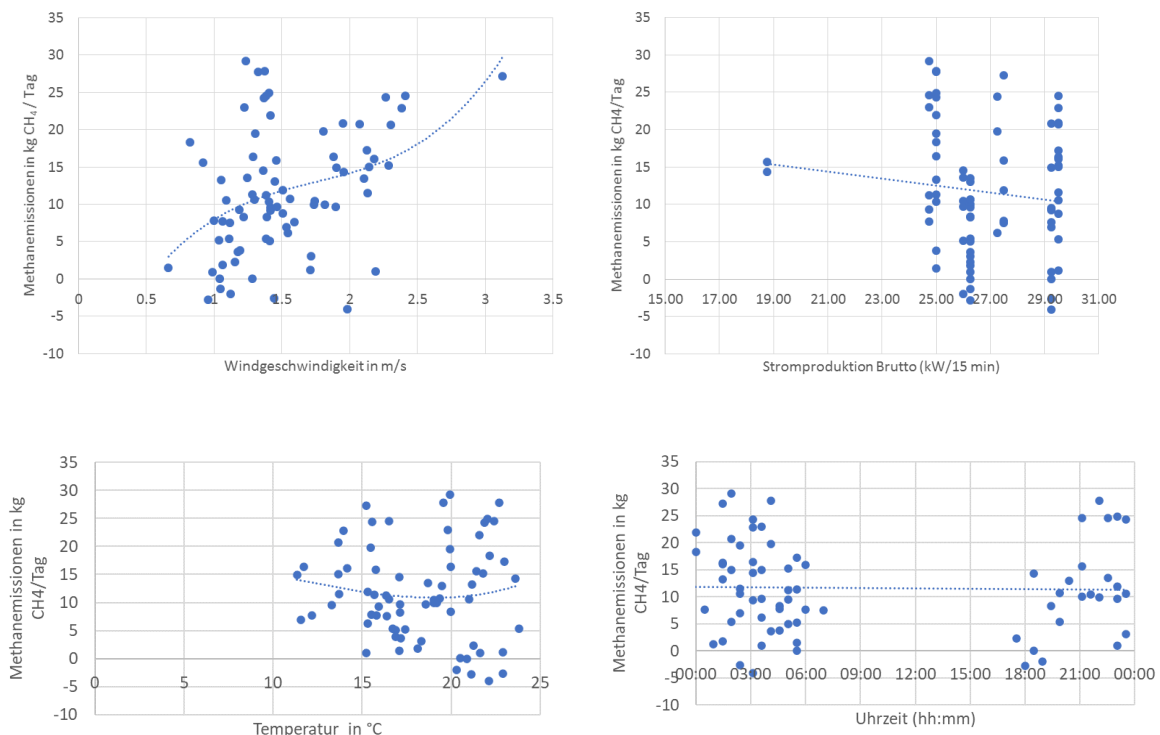


Abbildung 11. Methanemissionsraten der CH-01 in Abhängigkeit von der Leistung des BHKW, der Windgeschwindigkeit, der Temperatur und der Uhrzeit während der Messreihe 2019 (30.05.- 19.06.).



Abbildung 12. Windrose der BGA CH-01 während der Messreihe 2019. GF17 bezeichnet den GasFinder im Hintergrund und GF18 und GF26 sind die beiden GasFinder für die Abluffahne. Quelle: HAFL 2020

4.2.3 Erste Fernmessung an der CH-02

Die erste Messkampagne auf der Biogasanlage CH-02 fand vom 07.06.-23.07.2018 mit einem Unterbruch zwischen 28.6. und 4.7.2018 statt. Der Messunterbruch war im Zuge von Ab- und Wiederaufbau der Messanordnung wegen Landwirtschaftsarbeiten erforderlich. Von 1563 aufgezeichneten Intervallen wurden 141, also 9%, zur Auswertung verwendet. In dem gewählten Messzeitraum herrschte meist eine „verkehrte“ Windrichtung vor, d.h. es gab viele Bisen-situationen, und viele Intervalle erfüllten die Modellvorgaben für die Windrichtung nicht. Die Aufstellung der Methanlaser erfolgte in Erwartung der Windrichtung aus Süden/Südwesten, basierend auf der Analyse der Hauptwindrichtungen aus der nächstgelegenen Wetterstation. In Abbildung 13 sind die meteorologischen Bedingungen inklusive der Windrichtung aufgezeichnet. Die Windrichtungen 0-60° und 330-360° kennzeichnen die Bisenwinde und machten knapp 75% der verwendbaren Messintervalle aus. Der im Südwesten der Anlage platzierte GasFinder konnte nur zur Bestimmung der Hintergrundkonzentration verwendet werden. Für die Bestimmung von Emissionen bei Nordostwind stand dieses Gerät viel zu nahe an der Anlage und erfüllte somit die Anforderungen für die IDMM von Biogasanlagen nicht.

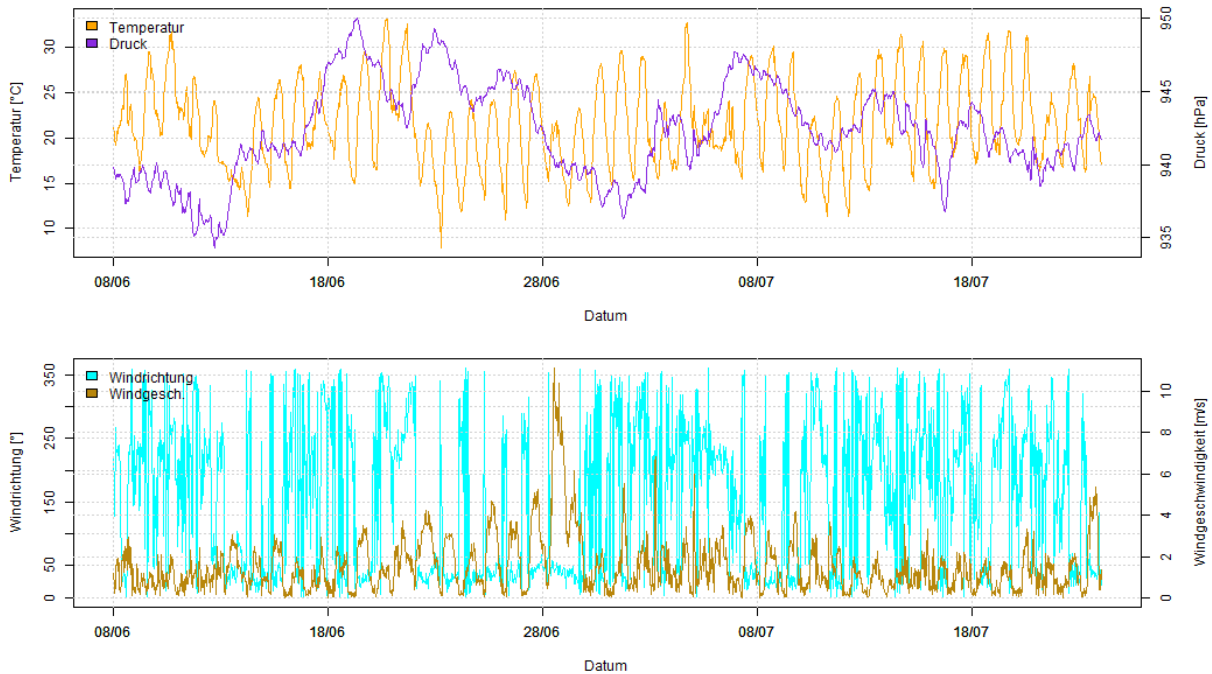


Abbildung 13. Meteorologische Bedingungen während der Messperiode 2018 bei der Biogasanlage CH-02. Die Daten stammen von Vor-Ort-Messungen des Ultraschallanemometers und, wo dieses Lücken aufwies, von der Meteoschweiz Wetterstation in der Nähe. Im oberen Panel sind die Temperatur und der Druck geplottet, wobei die Daten für den Druck alleine von der Wetterstation stammen. Im unteren Panel sind die Windrichtung und die Windgeschwindigkeit angegeben.

Die verwendbaren Messintervalle wurden ausgewertet. In der folgenden Grafik (Abbildung 14) sind alle Messtage aufgetragen, an denen mindestens drei Emissionsraten für CH-02 bestimmt werden konnten. Insgesamt waren dies 14 Messtage. Die Emissionsraten dieser Messtage schwankten im Median zwischen 0.8 kg und 6.3 kg Methan pro Stunde. Über alle Messtage mit mindestens drei Messintervallen wurde im Mittel eine Emissionsrate von 3.0 ± 2.6 kg CH₄ pro Stunde eruiert. Zur Einordnung der Emissionshöhe sei hier genannt, dass die Biomethanproduktion dieser Anlage bei rund 55 kg CH₄ pro Stunde liegt.

Besondere Vorkommnisse auf der Anlage während der Messkampagne traten am 20.-21.6.2018 mit der Installation eines zweiten BHKW und vom 06.-12. 7.2018 mit einem Fermenterschaden (Dachschaden) und Fermenterinstandsetzung auf. Die Emissionsrate lag am 21.6.2018 auch über dem Durchschnitt, was mit den BHKW-Arbeiten zusammenhängen könnte. Im Zeitraum des Fermenterschadens gab es keine validen Emissionsmesswerte, weswegen für diese Vorkommnisse keine Ergebnisse vorliegen. Im Anschluss an die Fermenterinstandsetzung waren aber wieder valide Emissionsmesswerte vorhanden, mit durchschnittlichen Werten von 2-3 kg CH₄ pro Stunde, mit Ausnahme des 15.07.2018, wo erhöhte Emissionswerte von durchschnittlich 6.5 kg CH₄ pro Stunde gemessen wurden. Obwohl das Dach wieder entlastet wurde und obwohl im Revisionszeitraum keine Messung stattfand, können wir nicht ausschliessen, dass auch schon vor der Revision ein besonderer Betriebszustand herrschte, der dann im Schaden gipfelte. Zudem zeigte sich später, dass nicht nur das Dach, sondern auch die Membran beschädigt war. Die Ergebnisse der CH-02 wurden daher als OTNOC (other than normal operating condition) ausgewertet.

Insgesamt lässt sich über die Fernmessergebnisse bei dieser landwirtschaftlichen Biogasanlage und Messkampagne sagen, dass die Emissionsergebnisse stark schwankend waren. Sowohl von Tag zu Tag als auch innerhalb eines Tages. Die genauen Gründe dafür liessen sich nicht herausfinden. Im



Folgenden haben wir aber versucht, die Messergebnisse mit anderen Anlagenwerten in Zusammenhang zu setzen. Für die Interpretation wurde untersucht, ob sich zwischen äusseren Umständen, wie z.B. klimatischen Bedingungen und betrieblichen Parametern ein Zusammenhang zu den modellierten Methanemissionen herstellen liess.

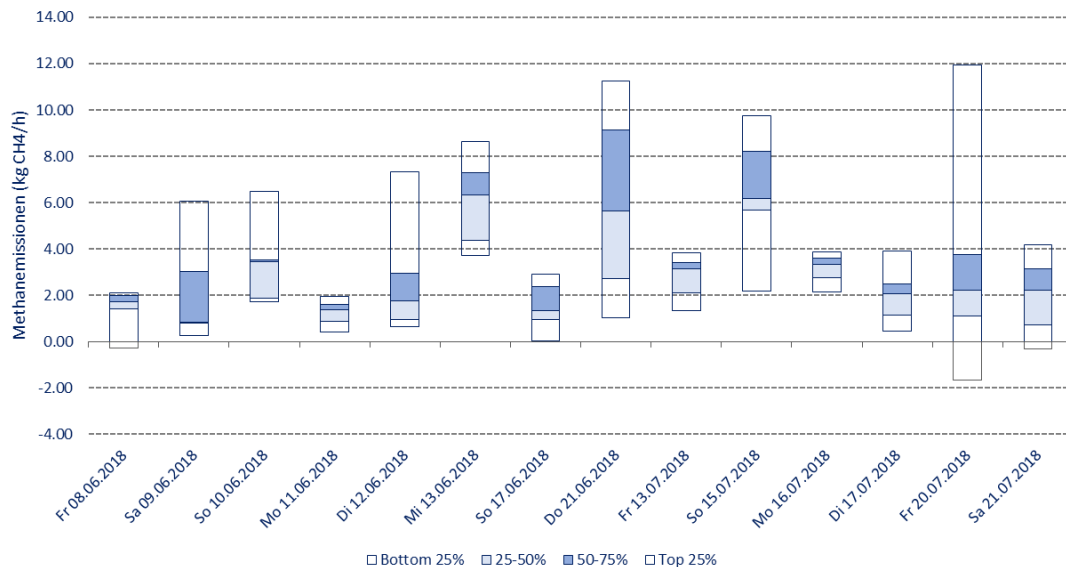


Abbildung 14. Mittels Fernmessung bestimmte Methanemissionsraten der Biogasanlage CH-02 im Jahr 2018, aufgetragen in emittierter Menge Methan (kg) pro Stunde. Gezeigt werden Messtage mit mindestens 3 Messintervallen. Negative Werte bedeuten hier, dass die Tieremissionen höher ausfielen als die Emissionen der Biogasanlage.

Emissionen und Stromproduktion: Bei knapp 80% der Messintervalle lief das BHKW auf 250 kW, also auf Volllast. Es gab bei Volllast des BHKW und bei Ausfall des BHKW eine grössere Streuung der modellierten Emissionen als bei Teillast. Bei 6 Messintervallen produzierte das BHKW keinen Strom und an 23 Intervallen lief das BHKW nicht auf voller Leistung. Es liess sich allerdings kein Muster für die Streuung der Emissionen erkennen. Häufig tauchten hohe Emissionen urplötzlich, innerhalb eines halbstündigen Messintervalls auf und in der nächsten halben Stunde waren sie wieder tief, bei gleichbleibendem Lastgang des BHKW. Auch bezüglich der Uhrzeit liess sich kein Muster für hohe oder niedrige Emissionen erkennen.

Emissionen und Temperatur: In der Messperiode 2018 wurde während der auswertbaren Intervalle eine Lufttemperatur von 14.5 – 31.7 °C aufgezeichnet. Die Trendlinie zeigt einen leichten Anstieg der Methanemissionsraten für höhere Lufttemperaturen an (siehe Abbildung 15). Gleichzeitig liegen aber bei den höheren Temperaturen > 24 °C weniger Ergebnispunkte vor als bei den Temperaturen zwischen 14.5 und 24 °C. Daher kann hier nicht von einem Zusammenhang der Lufttemperatur mit den Methanemissionsraten gesprochen werden.

Emissionen und Wind: Die Windgeschwindigkeiten bewegten sich während der auswertbaren Messintervalle zwischen 0.5 und 3.6 m s⁻¹. Die Trendlinie zeigt einen leichten Anstieg der Methanemissionsraten mit zunehmender Windgeschwindigkeit (siehe Abbildung 15). Die Windgeschwindigkeit lag bei der Mehrheit der Intervalle (71%) allerdings unter 2 m s⁻¹. So scheint auch hier ein Zusammenhang nicht naheliegend, sondern eher zufällig zu bestehen. Ebenfalls untersucht wurde, ob die Windrichtung einen Einfluss hatte. Dies war ebenfalls nicht der Fall (Ergebnisse nicht gezeigt).



Emissionen und Tageszeit: Eine weitere Analyse wurde in Bezug auf die Tageszeit unabhängig vom Datum durchgeführt. Die Idee hinter der Auswertung der Verknüpfung Tageszeit und Emissionswerte war, dass allenfalls Tätigkeiten an der Biogasanlage wie das Rühren oder Beschicken zu bestimmten Uhrzeiten den Emissionsraten zugeordnet werden könnten. Es zeigte sich aber kein Trend bezüglich der Höhe der Emissionsraten im Tagesverlauf.

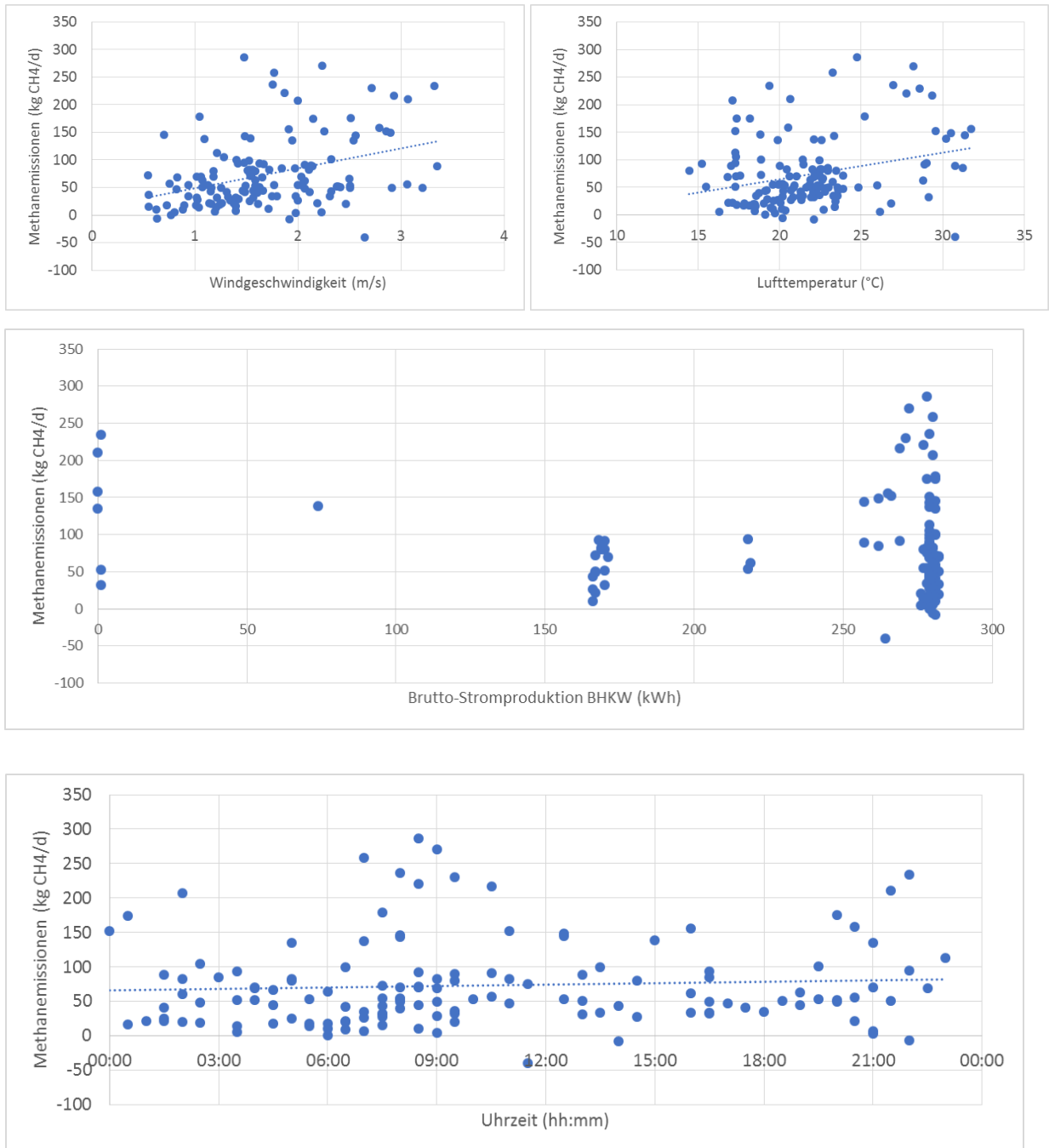


Abbildung 15. Per Fernmessung ermittelte Methanemissionsraten der Biogasanlage CH-02 in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit, Temperatur, Tageszeit und Stromproduktion. Die Emissionsraten wurden im Zeitraum von 07.06.-23.07.2018 ermittelt.



4.2.4 Zweite Fernmessung an der CH-02

Die zweite Messkampagne an der CH-02 fand vom 1.7.-19.7.2019 statt. Die Aufstellung der Methanlaser erfolgte 2019 etwas abgeändert als im 2018 und zwar so, dass auch Gasflüsse bei Bisenwinden berücksichtigt werden konnten. Für die Auswertung liessen sich 10 von 19 Messtagen heranziehen. Insgesamt flossen 126 Messintervalle in die Auswertung ein. Die Windverhältnisse waren für die Fernmessung im Sommer 2019 besser geeignet als im Sommer 2018, d.h. es gab häufiger Wind aus Süden und Südwesten und weniger Bisenwinde (siehe Abbildung 16).

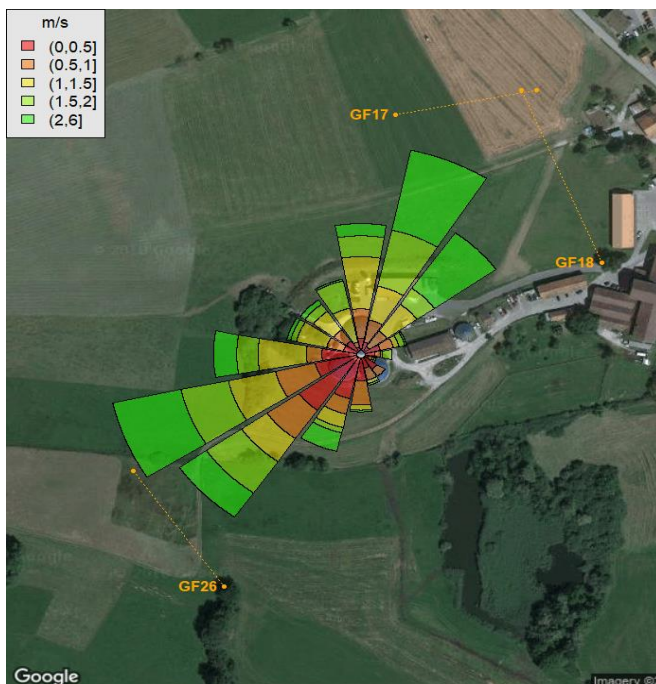


Abbildung 16. Windrose für die Messkampagne an der CH-02 im 2019. GF steht für GasFinder = Methanlaser.

Die Emissionsraten lagen im Median zwischen 1.0 und 3.2 kg CH₄ pro Stunde und im Durchschnitt bei 2.1 ± 1.1 kg CH₄ pro Stunde für die 10 ausgewerteten Messtage. Die Ergebnisse der einzelnen Tage sind in Abbildung 17 dargestellt. Sowohl die Emissionsraten als auch die Standardabweichung waren in der zweiten Messkampagne der CH-02 somit geringer als in der ersten Messkampagne im Jahr 2018.

Besondere Vorkommnisse waren in diesem Jahr erneut ein Fermenterschaden aufgrund eines beschädigten Tragluftdaches, welcher zu einem BHKW-Ausfall am 12.7.2019 führte. Anhand der Emissionswerte lässt sich das allerdings nicht festmachen, obwohl an diesem Tag recht viele, genauer 15, valide Messwerte ermittelt wurden. Im Mittel war die Emissionsrate mit 2.3 kg CH₄ pro Stunde an diesem Tag zwar höher als im Durchschnitt der 10 Messtage, aber auch vorher, z.B. am 9.7. gab es einen Tag mit einer Emissionsrate über dem 10-Tagesschnitt. Aufgrund des Membranschadens im Messzeitraum wurde die CH-02 auch im Jahr 2019 als OTNOC-Anlage ausgewertet, d.h. die Emissionsraten wurden als ausserhalb des Normalbetriebs gewertet.

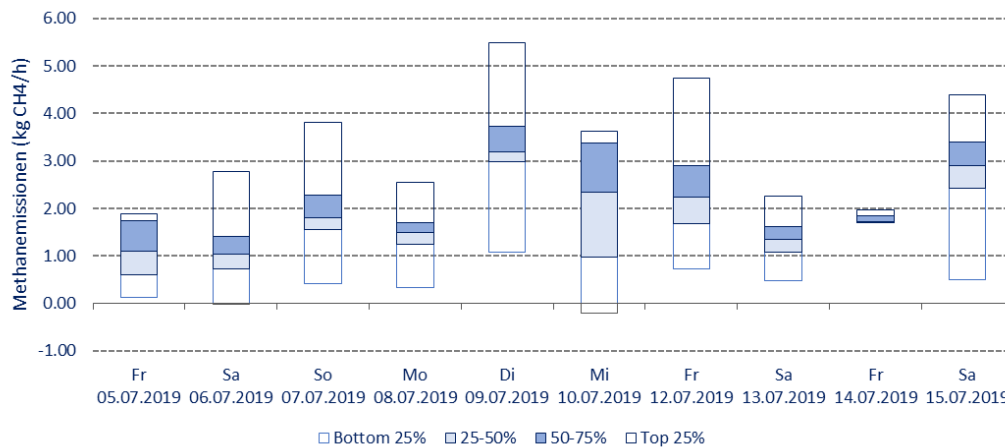


Abbildung 17. Mittels Fernmessung bestimmte Methanemissionsraten der Biogasanlage CH-02 im Jahr 2019, aufgetragen in emittierter Menge Methan (kg) pro Stunde. Gezeigt werden Messtage mit mindestens 3 Messintervallen. Negative Werte bedeuten hier, dass die Tieremissionen höher ausfielen als die Emissionen der Biogasanlage.

Die Emissionsraten wurden für die Interpretation mit anderen Parametern in Korrelation gesetzt (siehe Abbildung 18).

Emissionen und Stromproduktion: Für den Sommer 2019 lagen die Stromproduktionsdaten nicht in der benötigten Auflösung (halbstündlich) vor. Eine Auswertung war daher für diesen Parameter nicht möglich.

Emissionen und Temperatur: Die durchschnittliche Temperatur während der Messintervalle lag bei 21.3 °C. Die einzelnen Messtage verzeichneten zwischen 15 und 25 °C. Es konnte kein Zusammenhang zwischen der Lufttemperatur und den Emissionsraten festgestellt werden.

Emissionen und Wind: Die Windverhältnisse 2019 waren, wie oben beschrieben, gut geeignet für die Fernmessung. Die Windgeschwindigkeit lag an den 10 Messtagen im Durchschnitt zwischen 1.5 und 2.7 m s⁻¹. An einzelnen Intervallen wurde aber auch eine Windgeschwindigkeit von 5 m s⁻¹ gemessen, was ungewöhnlich viel ist und deutlich mehr als im Jahr 2018. Die Daten zeigen einen leichten Trend zu höheren Emissionsraten mit zunehmender Windgeschwindigkeit und der Korrelationskoeffizient R² war auch grösser als 2018, da lag der R² bei 0.1. Allerdings ist R² auch 2019 mit 0.3 immer noch so niedrig, dass nicht von einem Zusammenhang gesprochen werden kann. Gemäss Flesch_2011 in den bisherigen Messungen kein Zusammenhang gefunden worden.

Emissionen und Uhrzeit: 2019 zeigte sich ein interessantes Muster bei den Emissionsraten im Tagesverlauf. Während den Abend- und Nachtstunden wurden niedrigere Emissionsraten ermittelt als zu den Tagesstunden. Tagsüber gab es einen Trend zu steigenden Emissionsraten zur Mittagszeit hin und abnehmenden Emissionsraten am Nachmittag gegen Abend hin. Dieses Muster zeigte sich auch am 15.07.2019, einem Tag mit 32 validen Messintervallen im Tagesverlauf (so viele wie an keinem anderen Tag, siehe Abbildung 19). Da es mit der Temperatur kein solches Muster gab, können es nicht temperaturbedingte Unterschiede zwischen Tag und Nacht sein, die zu dem Muster geführt haben. Ein Auftragen der Windgeschwindigkeit gegen die Uhrzeit zeigte, dass das Muster wahrscheinlich von dem Zusammenhang der Emissionshöhe mit der Windgeschwindigkeit herrührt (Abbildung 20).

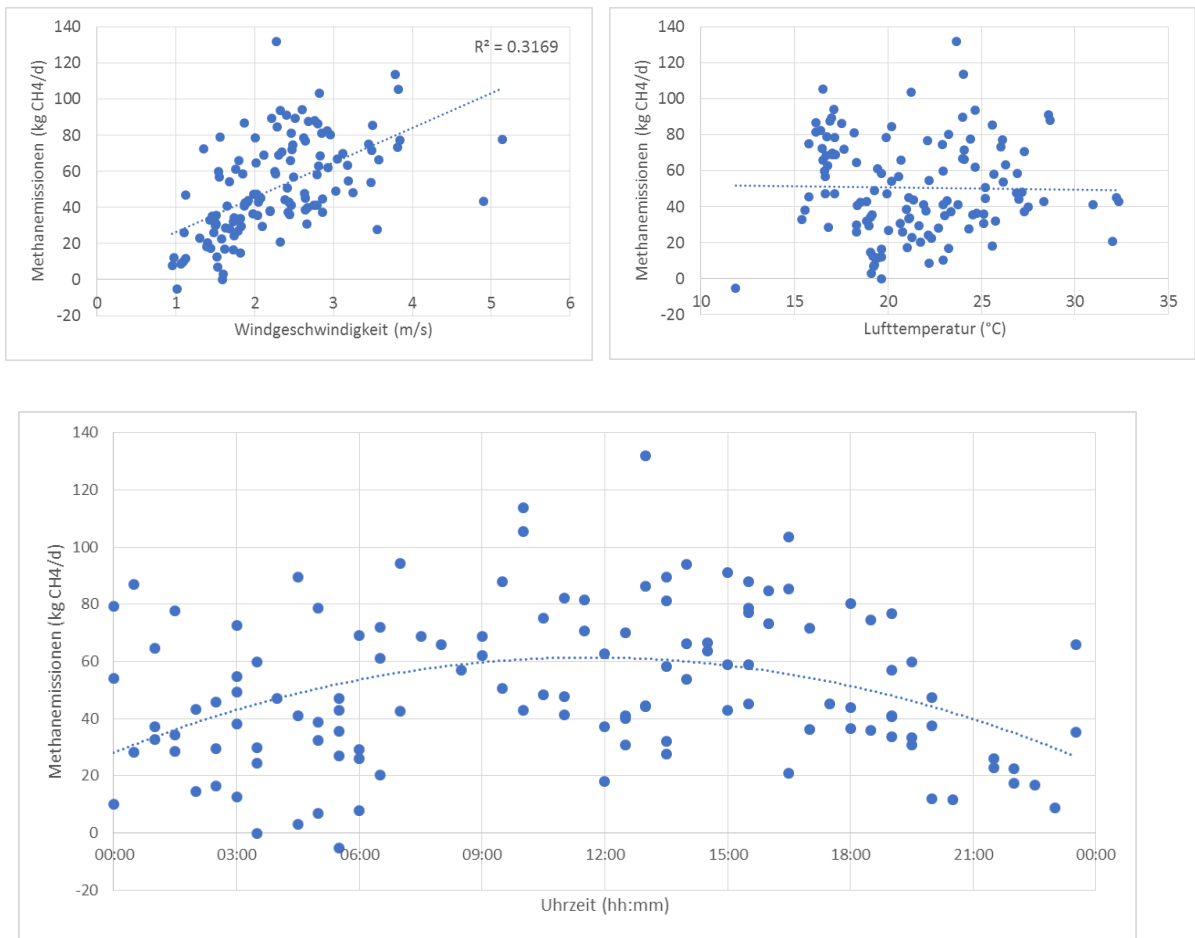


Abbildung 18. Per Fernmessung ermittelte Methanemissionsraten der Biogasanlage CH-02 in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit, Temperatur und Tageszeit. Die Emissionsraten wurden im Zeitraum von 1.7.-19.7.2019 ermittelt.

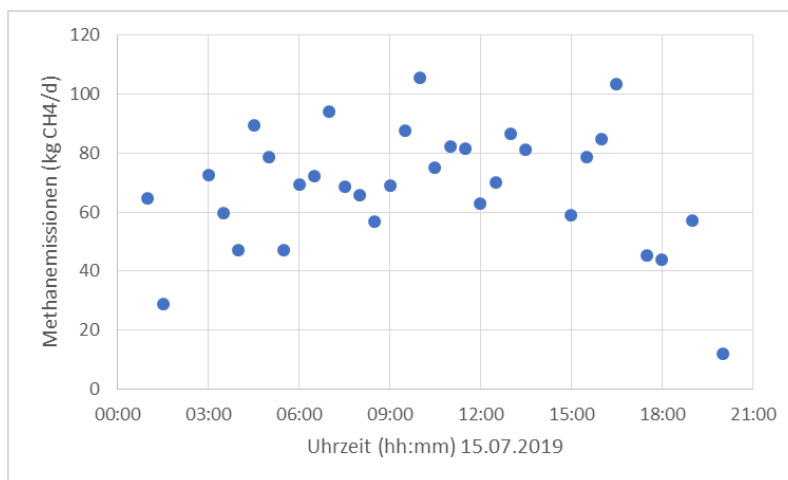


Abbildung 19. Emissionsraten im Tagesverlauf, ermittelt mittel Fernmessung an der CH-02 am 15.07.2019.

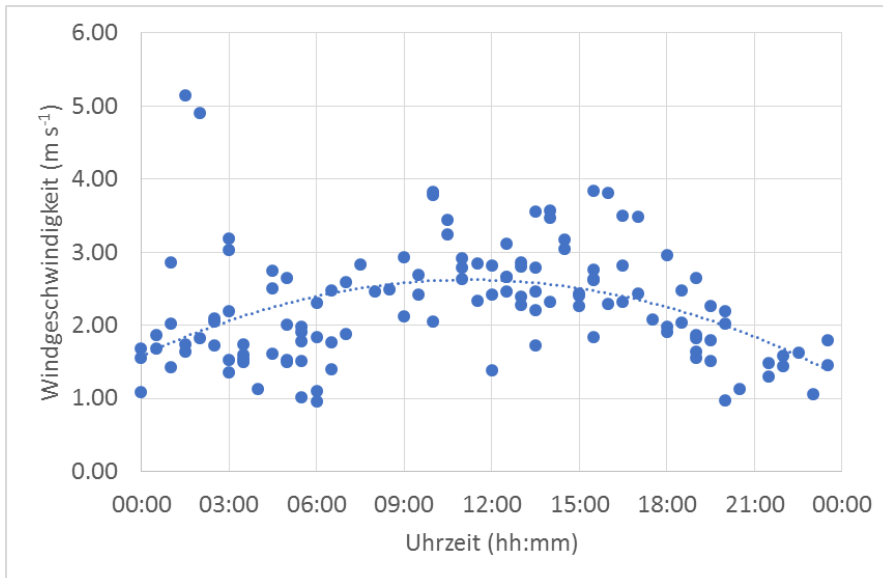


Abbildung 20. Windgeschwindigkeiten im Tagesverlauf während der Fernmessungen 2019 an der CH-02.

4.2.5 Fernmessung an der CH-03

Die Fernmessung an CH-03 fand vom 10.08. bis 11.09. 2018 statt. Bei der Auswertung und der Berücksichtigung der Tierbestände und deren Emissionen, stellte sich heraus, dass die Gültigkeit der Emissionsraten bei dieser Anlage in Frage gestellt werden mussten.

Die Gründe dafür waren:

- Die Abluffahne konnte bei dem vorherrschenden Wind aus SSW nicht vollständig erfasst werden. Damit war eine grundlegende Anforderung des Dispersionsmodells für die Berechnung der Emissionsflüsse nicht erfüllt. Der Wald im Westen führt zu unterschiedlichen Windverhältnissen in x- und y-Richtung (Windkante), welche nicht erfasst werden konnten und zudem die Modellbedingungen verletzen.
- Die Emissionen der Tiere (ca. 100 Stk. Rindvieh; Ausstoss von Methan wegen enterischer Fermentation) waren deutlich grösser als die Emissionen der Biogasanlage
- Der genaue Aufenthalt der Tiere auf den Weiden rund um die Biogasanlage war nicht immer bekannt. Damit konnte diese zusätzliche Methanquelle mit dem Ausbreitungsmodell nicht zuverlässig erfasst werden. Weiter zeigte sich, dass eine Zuordnung von Emissionen im Modell auf weidende Tiere nicht funktioniert (zu grosse Fläche und Tiere nicht homogen über die Weide verteilt).
- Emissionen können bei dieser Biogasanlage nur bei SW- bis WSW-Wind gemessen werden, da es auf der Westseite Hindernisse gibt und eine komplexe Geländeform vorliegt.

Aus diesen Gründen wurde auf die Verwendung und Auswertung der Messergebnisse dieser Anlage verzichtet.



4.2.6 Fernmessung an der CH-04

Die Fernmessung an der CH-04 fand vom 02.12.-18.12.2019 statt. Die Messkampagne wurde aufgrund der nahegelegenen Milchviehställe auf eine weidegangfreie Periode im Jahr gelegt. Wie bei CH-03 beschrieben, ist es schwierig Weideemissionen im Emissionsmodell zu berücksichtigen. An den Messtagen wurden auf der CH-04 keine besonderen Vorkommnisse verzeichnet.

Von 17 Messtagen eigneten sich 7 Messtage zur Auswertung. Insgesamt waren es 121 gültige Messintervalle, die in die Auswertung einfließen. Für die Modellierung der Emissionsraten der CH-04 war es nötig, dass der Wind aus Süden, Südwesten oder Westen kam. Dies war in 45% der Messintervalle der Fall (Abbildung 21). Die Windgeschwindigkeit schwankte an den 7 Messtagen zwischen 1.3 und 3.3 m s⁻¹ und betrug im Mittel 2.3 m s⁻¹.

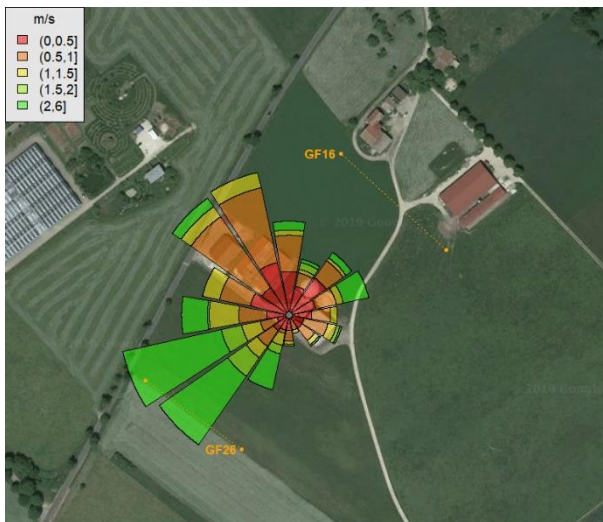


Abbildung 21. Windrose für die Messkampagne an der CH-04 im 2019. GF steht für GasFinder = Methanlaser. Die Windgeschwindigkeit ist in verschiedene Stufen nach Farben unterteilt.

Für die Biogasanlage CH-04 wurden an den sieben ausgewerteten Messtagen Emissionsraten von - 0.15 bis 0.77 kg CH₄ pro Stunde im Median ermittelt (Abbildung 22). Im Durchschnitt wurde für CH-04 eine Emissionsrate von 0.57 ± 0.41 kg CH₄ pro Stunde bestimmt. Zur Einordnung der Emissionshöhe: Die CH-04 hat eine Biomethanproduktionsrate von rund 37 kg pro Stunde und die Tieremissionen aus dem Milchviehstall im Norden, Milchviehstall im Süden und Schweinestall lagen bei 2.1 kg CH₄ pro Stunde.

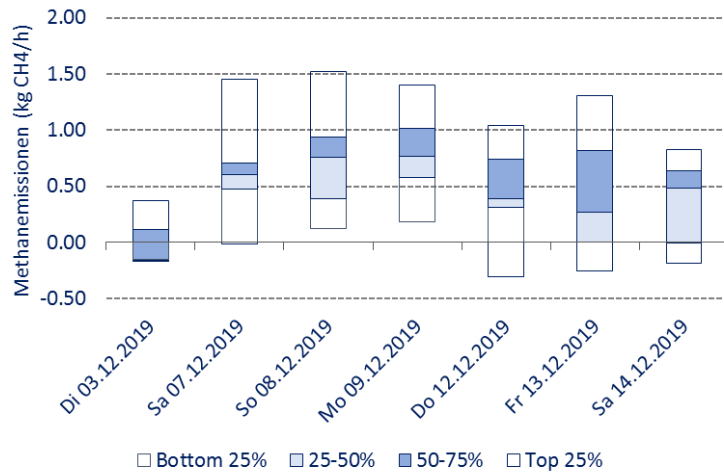


Abbildung 22. Mittels Fernmessung bestimmte Methanemissionsraten der Biogasanlage CH-04 im Jahr 2019, aufgetragen in emittierter Menge Methan (kg) pro Stunde. Gezeigt werden Boxplots von Messtagen mit mindestens 3 Messintervallen. Negative Werte bedeuten hier, dass die Tieremissionen höher ausfielen als die Emissionen der Biogasanlage.

Auch für CH-04 wurde untersucht, ob die Parameter Windgeschwindigkeit, Temperatur oder Uhrzeit der Fernmessung einen Einfluss auf die Methanemissionen hatten. Die Daten zeigten eine breite Streuung und keinen erklärenden Zusammenhang (siehe Abbildung 23).

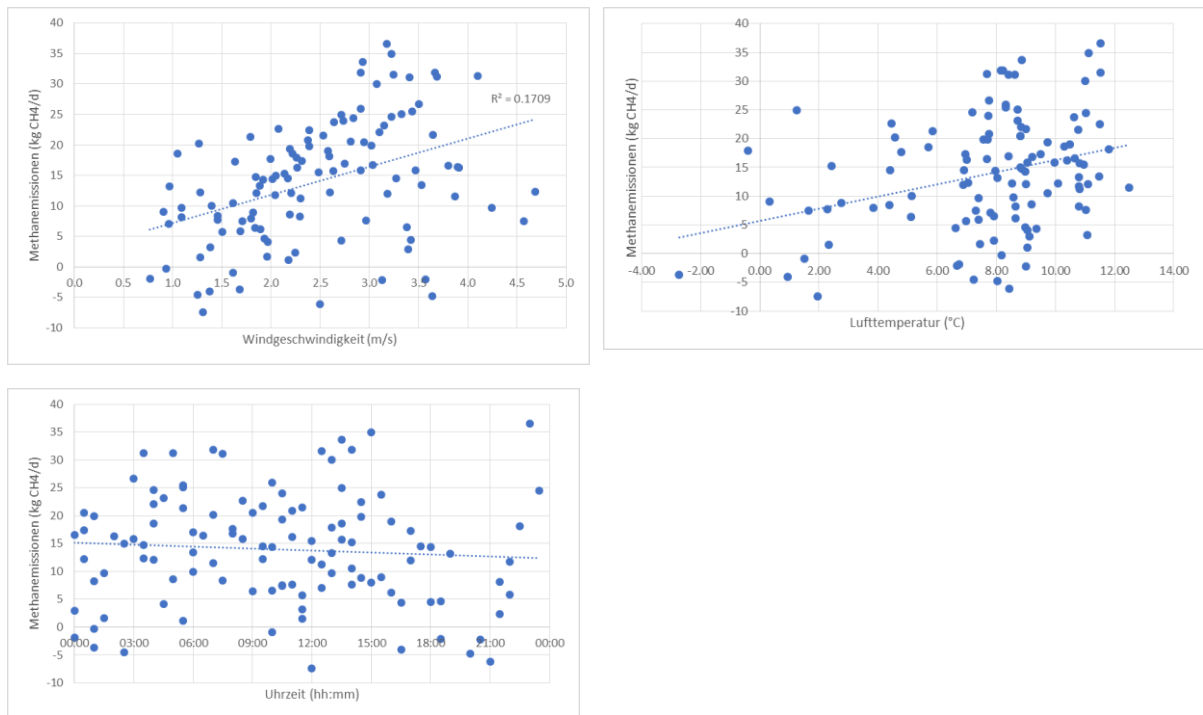


Abbildung 23. Per Fernmessung ermittelte Methanemissionsraten der Biogasanlage CH-04 in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit, Temperatur und Tageszeit. Die Emissionsraten wurden im Zeitraum von 02.12.-18.12.2019 ermittelt.



4.3 Durchführung der On-site Messungen

Die On-site Messungen für EvEmBi wurden an folgenden Terminen auf den Biogasanlagen ausgeführt:

Biogasanlage	On-site Messung 2018	On-site Messung 2019
CH-01	11.10.	06.06.
CH-02	15.06.	12.07. und 06.12. (Wiederholung)
CH-03	13.09.	-
CH-04 (Ersatzanlage)	-	02.10.

Im Folgenden werden die einzelnen Messungen und Ergebnisse der Anlagen besprochen.

4.3.1 On-site Messungen auf der CH-01

Die On-site Messungen fanden auf der Anlage CH-01 am 11. Oktober 2018 und am 06. Juni 2019 statt. Während 2018 keine Parallelmessung zur Fernmessung durchgeführt wurde, wurde die Durchführung 2019 bewusst in die Zeit der Messkampagne der Fernmessung gelegt.

Die Emissionen der CH-01 wurden mittels On-site Messung auf 0.09 kg CH₄ pro Stunde respektive 2.2 kg CH₄ pro Tag 2018 bestimmt. Im Jahr 2019 wurden sehr ähnliche Messergebnisse erhalten: 0.10 kg CH₄ pro Stunde und 2.5 kg CH₄ auf den Tag hochgerechnet.

Gemessen wurden alle zur Biogasanlage gehörenden Anlagenbestandteile, namentlich die Komponenten Vorgrube, Fermenter, Nachgärer, Gärrestlager, BHKW und weitere Anlagenbestandteile. Die Emissionen verteilten sich auf die Anlagenkomponenten wie in Tabelle 9 dargestellt. Der allergrösste Teil der Methanemissionen wurde in beiden Jahren am Gärrestlager gemessen. Dieses Ergebnis überrascht nicht, da das Gärrestlager ein zwar teilweise abgedecktes, aber kein gasdicht abgedecktes Lager ist. Ganz geringfügige Emissionen wurden am Fermenter gemessen. Am Nachgärer wurden in beiden Jahren keinerlei Emissionen festgestellt (siehe Abbildung 24). Im Jahr 2019 wies das BHKW im Vergleich zu 2018 höhere Emissionen auf. Die übrigen Anlagekomponenten verursachten keine Emissionen.

Tabelle 9. Methanemissionen der mittels On-site Methodik vermessenen Anlagenkomponenten der CH-01 und deren Summe für 2018 und 2019.

Anlagen-komponente	Methanemission (kg CH ₄ pro Tag) 2018	Prozentuale Verteilung auf die Anlagenkomponenten 2018	Methanemission (kg CH ₄ pro Tag) 2019	Prozentuale Verteilung auf die Anlagenkomponenten 2019
Vorgrube	0.00	0.0%	0.00	0.0%
Fermenter	0.03	1.6%	0.03	1.1%
Nachgärer	0.00	0.00%	0.00	0.0%
Gärrestlager	2.04	93.1%	2.03	82.5%
BHKW	0.12	5.3%	0.40	16.3%
Anderes	0.00	0.0%	0.00	0.00%
Summe	2.19	100%	2.47	100%

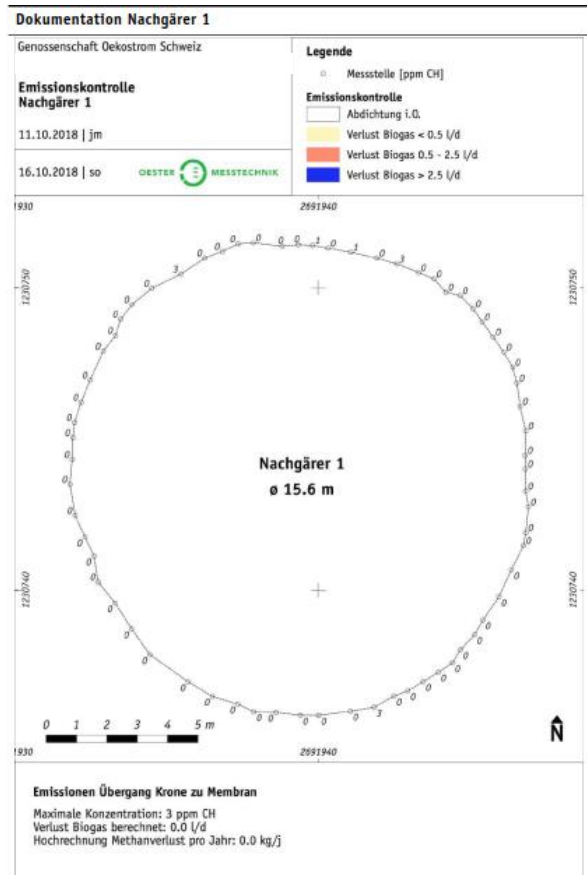
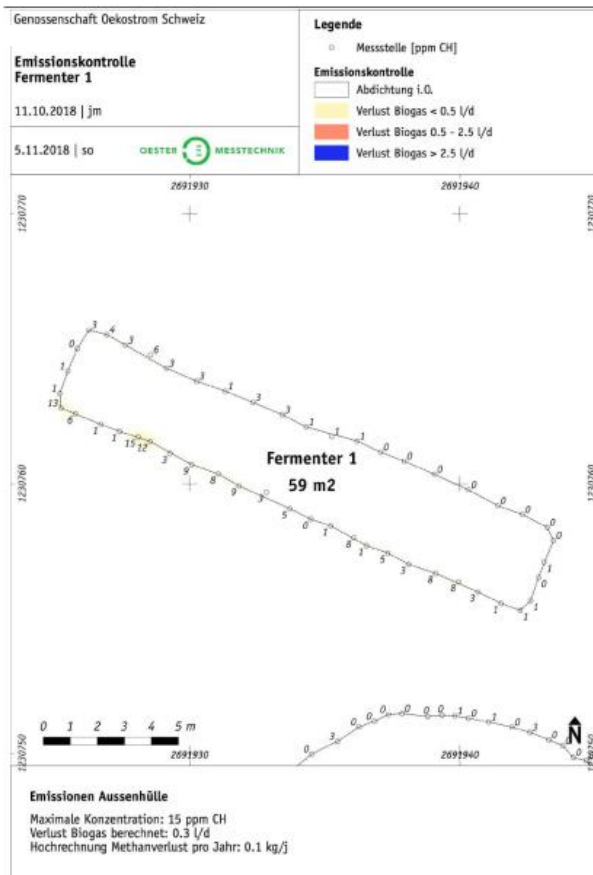


Abbildung 24. Ergebnisse der on-site Messung 2018 von Fermenter und Nachgärer auf CH-01. Die Messwerte sind in ppm angegeben.

4.3.2 On-site Messungen auf der CH-02

Die erste On-site Messung auf der Anlage CH-02 fand am 15. Juni 2018 statt und wurde innerhalb der Messperiode der Fernmessung durchgeführt. 2019 wurden zwei On-site Messungen auf der CH-02 durchgeführt. Die erste Messung fand am 12.07.2019 während der Fernmessung statt. Genau an diesem Tag waren das BHKW ausser Betrieb und ein Membrandefekt am Tragluftdach des Fermenters wurde entdeckt. Eine Wiederholungsmessung fand Anfang Dezember 2019 statt.

Die Emissionen der CH-02 wurden 2018 mittels On-site Messung auf 0.01 kg CH₄ pro Stunde respektive 0.33 kg CH₄ pro Tag bestimmt. 2019 wurde am ersten Messtag (im Juli) eine Emissionsrate von 2.0 kg CH₄ pro Stunde ermittelt und am zweiten Messtag (im Dezember) 0.54 kg CH₄ pro Stunde respektive 12.9 kg CH₄ pro Tag bestimmt.

Gemessen wurden alle zu dieser Biogasanlage gehörenden Anlagenbestandteile, namentlich die Komponenten Fermenter, Nachgärer, Gärrestlager, BHKW und weitere Anlagenbestandteile. Die Emissionen verteilten sich auf die Anlagenkomponenten wie in Tabelle 10 dargestellt.

2018 wurden mehr als die Hälfte der Methanemissionen am Gärrestlager gemessen. Nach dem Gärrestlager zeigten auch der Fermenter und der Nachgärer geringfügige Verluste. Die Anlagenkomponente BHKW trug nur wenig zu den allgemein niedrigen Emissionen bei. Die übrigen Anlagenteile zeigten keine Emissionen. Beim Fermenter und beim Gärrestlager wurden Emissionen vor allem am Übergang der Behälterkrone zur Doppelmembran detektiert, d.h. die Folienanbindung zeigte stellenweise



Undichtigkeiten. Beim Nachgärer wurden keine Emissionen bei der Folienanbindung gemessen (dicht), dafür bei der Abluft der Stützluft sowie beim Gülleüberlauf zum Gärrestlager. Insgesamt wies die Anlage sehr geringe Methanverluste auf.

2019 entfielen beinahe 100% der Methanemissionen auf den Fermenter. Dabei handelte es sich nicht um Emissionen aufgrund einer fehlerhaften Folienanbindung (siehe Abbildung 25), sondern um Emissionen aufgrund einer defekten Innenmembran des Tragluftdaches. Die Emissionen wurden an der Abluft gemessen. Die anderen Anlagenkomponenten kamen gesamthaft auf lediglich 1.3% des Emissionsanteils. An diesem Beispiel lässt sich gut sehen, wie die Emissionen im Normalbetrieb aussehen und wie sie in besonderen Betriebszuständen aussehen können. Hierzu sei erwähnt, dass die On-site Emissionskontrolle 2020 auf der CH-02, nach dem Ersatz der Doppelmembran des Fermenters, wieder ein Ergebnis auf dem Niveau von 2018 ergab (0.27 kg CH₄ pro Tag).

Tabelle 10. Mittels On-site Methodik ermittelte Methanemissionen der CH-02 und ihrer Komponenten in den Jahren 2018 und 2019 (Ergebnis der Wiederholungsmessung vom 06.12.2019)

Anlagenkomponente	Methan-emission (kg CH ₄ pro Tag) 2018	Prozentuale Verteilung auf die Anlagenkomponenten 2018	Methan-emission (kg CH ₄ pro Tag) 2019	Prozentuale Verteilung auf die Anlagenkomponenten 2019
Fermenter	0.08	23.9%	12.79	98.7%
Nachgärer	0.04	11.5%	0.02	0.1%
Gärrestlager	0.19	58.8%	0.06	0.5%
BHKW	0.02	5.8%	0.08	0.6%
Anderes	0.00	0.0%	0.00	0.0%
Summe	0.33	100%	12.88	100%

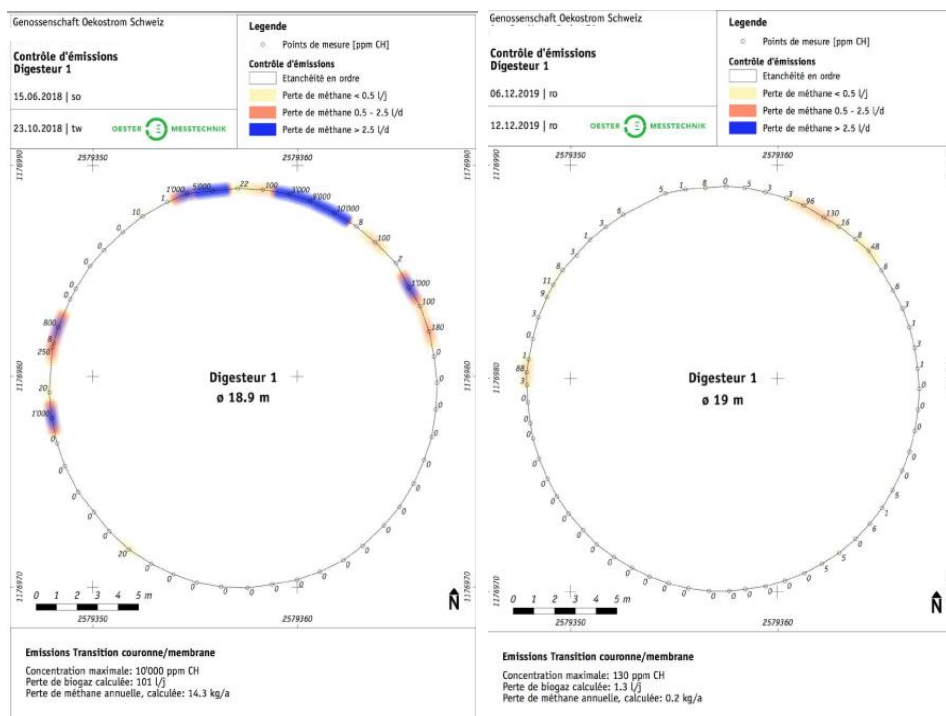


Abbildung 25. Ergebnisse der on-site Messungen zur Kontrolle der Folienanbindung am Fermenter der CH-02 im 2018 (links) und 2019 (rechts). Die Messwerte sind in ppm angegeben.



4.3.3 On-site Messungen auf der CH-03

Die On-site Messung 2018 fand auf der Anlage CH-03 am 13. September 2018 statt. Die Emissionen der CH-03 wurden mittels On-site Messung auf 0.3 kg CH₄ pro Stunde respektive 7.1 kg CH₄ pro Tag bestimmt. 2019 wurde die Anlage zwar nicht mehr per Fernmessung untersucht, die On-site Messung fand aber im Rahmen des Klimaschutzprojekts trotzdem statt. Die Ergebnisse sind ebenfalls aufgeführt.

Gemessen wurden alle zu dieser Biogasanlage gehörenden Anlagenbestandteile, namentlich die Komponenten Vorgrube, Fermenter, Nachgärer, Gärrestlager, BHKW und weitere Anlagenbestandteile. Die Emissionen verteilten sich auf die Anlagenkomponenten wie in Tabelle 11 dargestellt. Bei dieser Anlage und Messung zeigte sich 2018 vor allem das BHKW als emissionsstärkste Komponente. Diese Biogasanlage hat zwei BHKW zur Verstromung und beide BHKW zeigten Methanverluste bei der Messung der Abluft, wobei das eine BHKW zu 75% und das andere zu 25% dieser Emissionen beitrug. Weiterhin wurden mit der On-site Messung rund 20% der Emissionen beim Gärrestlager und rund 15% bei der Vorgrube dieser Biogasanlage verortet. Die Anlagenkomponenten Fermenter, Nachgärer und übrige Anlagenbestandteile trugen nicht oder nur sehr geringfügig zu den Emissionen bei.

2019 war die BHKW-Abluft nicht mehr massgeblich. In diesem Jahr war es vor allem das Gärrestlager, welches zu den Emissionen beitrug. Die anderen Anlagenkomponenten zeigten keine grosse Veränderung im Vergleich zu 2018. Insgesamt war die Emissionsrate etwas niedriger als 2018.

Tabelle 11. Methanemissionen der mittels On-site Methodik vermessenen Anlagenkomponenten der CH-03 und deren Summe für 2018

Anlagenkomponente	Methan-emission (kg CH ₄ pro Tag) 2018	Prozentuale Verteilung auf die Anlagenkomponenten 2018	Methanemission (kg CH ₄ pro Tag) 2019	Prozentuale Verteilung auf die Anlagenkomponenten 2019
Vorgrube	1.15	16.2%	1.12	23.7%
Fermenter	0.11	1.6%	0.06	1.4%
Nachgärer	0.13	1.9%	0.05	1.1%
Gärrestlager	1.61	22.6%	2.81	59.4%
BHKW	4.12	57.8%	0.68	14.3%
Anderes	0.00	0.0%	0.00	0.0%
Summe	7.12	100%	4.73	100%

4.3.4 On-site Messung auf der CH-04

Die On-site Messung erfolgte am 02.10.2019 und konnte aus organisatorischen Gründen nicht parallel zur Fernmessung durchgeführt werden. Die Emissionen der CH-04 wurden mittels On-site Messung auf 0.15 kg CH₄ pro Stunde respektive 3.6 kg CH₄ pro Tag bestimmt. Im Jahr zuvor waren auf dieser Anlage im Rahmen der Emissionskontrolle für das Klimaschutzprojekt 0.06 kg CH₄ pro Stunde ermittelt worden.

Gemessen wurden alle zu dieser Biogasanlage gehörenden Anlagenbestandteile, namentlich die Komponenten Vorgrube, Fermenter, Nachgärer, Gärrestlager, BHKW und weitere Anlagenbestandteile. Über 90% der gemessenen Methanemissionen traten am Gärrestlager auf. Diese Emissionen wurden an der Abluft des unterirdischen Gärrestlagers gemessen. Die anderen Anlagenkomponenten hatten kaum Anteil an den Emissionen. Die Einzelergebnisse sind in Tabelle 12 dargestellt.



Tabelle 12. Mittels On-site Methodik ermittelte Methanemissionen der CH-04 und ihrer Komponenten für 2019

Anlagenkomponente	Methanemission (kg CH₄ pro Tag) 2019	Prozentuale Verteilung auf die Anlagenkomponenten 2019
Vorgrube	0.04	1.1%
Fermenter	0.01	0.3%
Nachgärer	0.04	1.0%
Gärrestlager	3.39	96.9%
BHKW	0.02	0.7%
Anderes	0.00	0.0%
Summe	3.56	100%



4.4 Übersicht der Schweizer Messergebnisse

Die in den Kapiteln 4.2 und 4.3 einzeln gezeigten und besprochenen Messergebnisse werden in diesem Kapitel zusammenfassend dargestellt. Zunächst die Ergebnisse der Fernmessung und anschliessend die Ergebnisse der On-site Messungen. In Tabelle 13 sind alle aus den Fernmessungen ermittelten Emissionsraten und Emissionsfaktoren der Schweizer EvEmBi-Biogasanlagen für die Jahre 2018 und 2019 zusammenfassend dargestellt. Nachfolgend, in Abbildung 26, sind die einzelnen Emissionsraten, d.h. die aus einem halbstündigen Messintervall mittels Fernmessung ermittelten Emissionsraten, für die drei landwirtschaftlichen Biogasanlagen grafisch dargestellt. Somit lässt sich die Variabilität der Messungen gut erkennen. Zwei Anlagen wurden im Normalbetrieb gemessen. Bei einer Anlage trat ein Schaden auf. Die Messergebnisse wurden daher in Normalbetrieb und OTNOC (Nicht-Normalbetrieb) unterteilt.

Tabelle 13. Methanemissionen von den drei landwirtschaftlichen Biogasanlagen, welche im EvEmBi-Projekt mittels Fernmessung in den Jahren 2018 und 2019 ermittelt wurden. Die Emissionsraten sind sowohl absolut als auch relativ zur produzierten Biogasmenge (d.h. als Produktionsanteil) dargestellt.

Methode	Einheit	Jahr	CH-01	CH-02	CH-04
			Normalbetrieb	OTNOC	Normalbetrieb
off-site	Median kg CH ₄ h ⁻¹	2018	0.39	2.22	NA
		2019	0.44	1.89	0.60
off-site	Mittelwerte kg CH ₄ h ⁻¹	2018	0.44 ± 0.50	2.99 ± 2.62	NA
		2019	0.48 ± 0.35	2.11 ± 1.10	0.57 ± 0.41
off-site	Mittelwerte kg CH ₄ d ⁻¹	2018	10.5 ± 12.0	71.7 ± 63.0	NA
		2019	11.6 ± 8.4	50.6 ± 26.5	13.8 ± 9.8
Off-site	Mittelwerte (t CH ₄ /a)	2018	3.84 ± 4.37	26.15 ± 22.98	NA
		2019	4.23 ± 3.05	18.46 ± 9.66	5.02 ± 3.57
off-site	% CH ₄ (Produktionsanteil)	2018	2.52 ± 2.82	5.41 ± 4.76	NA
		2019	2.85 ± 1.96	3.44 ± 1.80	1.52 ± 1.08

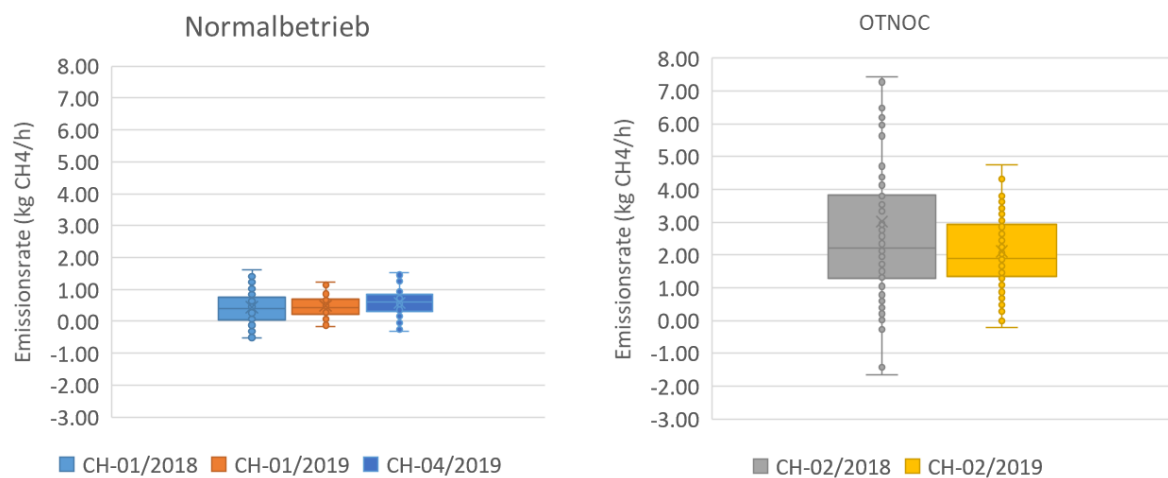


Abbildung 26. Aus den Fernmessungen ermittelte Emissionsraten der Schweizer EvEmBi-Anlagen. Die Boxplots zeigen die Verteilung der Daten in Quartilen. Die Mittellinien entsprechen den Medianen und die Kreuzmarkierungen entsprechen den Mittelwerten. In der linken Abbildung sind die Anlagen im Normalbetrieb gezeigt, in der rechten Abbildung die Anlage im OTNOC-Betrieb (Schadensfall).



Mithilfe der On-site Messungen konnten für vier landwirtschaftliche Biogasanlagen Methanemissionsstärken bestimmt werden, auch für die CH-03, bei welcher die Fernmessung bzw. die IDMM keine eindeutige Zuordnung der Emissionen für die Biogasanlage erreichte. Da alle Anlagenteile vermessen wurden, wurde eine Hochrechnung auf die ganze Anlage vorgenommen. Diese Emissionswerte sind in Tabelle 14 dargestellt. Dies ermöglichte die Ermittlung der Emissionsstärke von einzelnen Anlagenkomponenten. Je nach Anlage und Betriebszustand traten unterschiedliche Anlagenkomponenten als Emissionsquellen auf (Abbildung 27). Bei CH-02 wird deutlich, dass der OTNOC-Zustand vor allem dem Fermenter zugeordnet werden konnte. Bei den anderen Anlagen tauchte der Fermenter nicht als Emissionsquelle auf. Das Gärrestlager, das BHKW oder auch die Vorgrube waren die wichtigsten Emissionsquellen bei den Anlagen im Normalbetrieb.

Tabelle 14 Methanemissionswerte von den vier landwirtschaftlichen Biogasanlagen, welche im EvEmBi-Projekt mittels On-site Messung in den Jahren 2018 und 2019 ermittelt wurden.

Method	Einheit	Jahr	CH-01	CH-02	CH-03	CH-04
			Normalbetrieb	OTNOC	Normalbetrieb	Normalbetrieb
On-site	kg CH ₄ h ⁻¹	2018	0.09	0.01	0.30	0.06
		2019	0.10	0.54-2.0	0.19	0.15
On-site	kg CH ₄ d ⁻¹	2018	2.19	0.33	7.12	1.37
		2019	2.47	12.9-48	4.66	3.56
On-site	t CH ₄ a ⁻¹	2018	0.84	0.12	2.60	0.53
		2019	0.94	4.74	1.71	1.28
On-site	% CH ₄ (Produktionsanteil)	2018	0.53	0.03	0.58	0.24
		2019	0.62	0.8-3.0	0.33	0.41

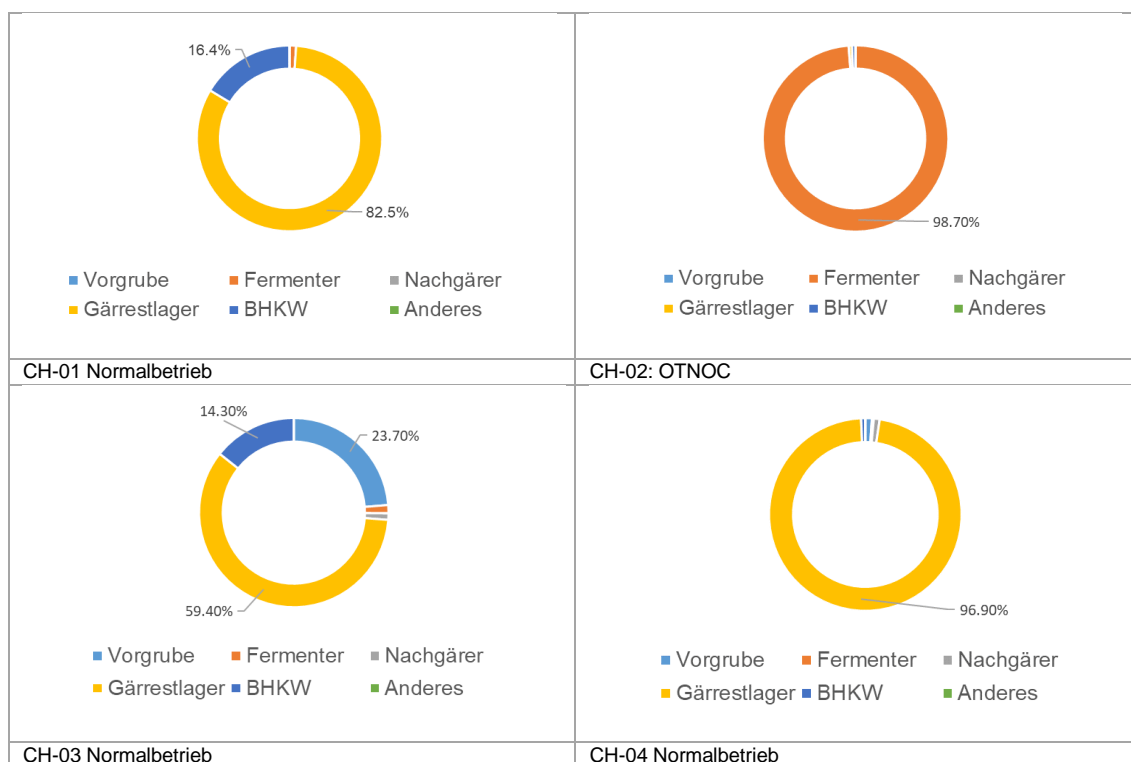


Abbildung 27 Kreisdiagramme zur visuellen Veranschaulichung der komponentenbezogenen Emissionsstärken der Schweizer EvEmBi-Biogasanlagen. Die Anteile der Anlagenkomponenten an den Emissionsmengen variieren von Anlage zu Anlage und wurden mit der On-site Methode im Jahr 2019 bestimmt.



4.5 Messergebnisse der Partnerländer

Mittels Fernmessung wurden insgesamt 22 Biogasanlagen in den Partnerländern Deutschland (n=12), Österreich (n=5) und Schweden (n=5) auf Methanemissionen kontrolliert. Es wurden insgesamt weniger Anlagen im Projekt gemessen als geplant, da die Trennung der Anlagenemissionen von anderen Methanquellen, d.h. tierischen Emissionen, auf einigen Anlagen nicht sichergestellt werden konnte. In Deutschland wurden im Normalbetrieb Methanemissionen von 0.4 bis 4.0% der Methanproduktion gemessen, in Österreich waren es 0.4-8.8% und in Schweden 3.6-13.4% (siehe Tabelle 15). Die Schweizer Fernmessergebnisse liegen somit in einem vergleichbaren Rahmen wie die Ergebnisse aus Deutschland und Österreich für landwirtschaftliche Biogasanlagen. Bei der Anlage D2 in Deutschland konnten Milchviehemissionen neben der Biogasanlage nicht abgetrennt werden und das hohe Messergebnis ist daher in Klammern gesetzt und wurde nicht weiterverwendet bei den Auswertungen. Ebenso bei der Anlage S5 in Schweden, bei welcher die Anlagenemissionen nicht von den Emissionen einer nahegelegenen Deponie getrennt ermittelt werden konnten.

Tabelle 15. Methanemissionen von EvEmBi-Biogasanlagen aus Deutschland, Österreich und Schweden angegeben als prozentuale Emissionen mit Standardabweichung. Per Fernmessung wurden die Methanemissionen der gesamten Anlage gemessen. Es wurden nur Messungen des Normalbetriebs ohne Leckagen berücksichtigt. IDMM = inverse dispersion modelling method (nur Laser) oder TDM = tracer dispersion method (Methanfreisetzung plus Laser). Bei Anlagen mit Messwerten in Klammern waren zusätzliche Methanquellen vorhanden, welche das Ergebnis verfälschten und nicht getrennt werden konnten. LW = landwirtschaftlich, GI = gewerblich-industriell, ARA = Abwasserreinigungsanlage

			D1	D2	D3	D4	D5	D6
			LW	LW	LW	LW	LW	LW
off-site IDMM	% CH ₄ (Verlust Produktionsanteil)	1.Messung	0.8±0.4	(18.3±5.7)	1.1±1.1	0.5±0.6	4.0±4.2	0.4±0.6
	Emissionsrate (kg CH ₄ h ⁻¹)		4.1±2.2	(2.4±0.7)	0.4±0.4	0.4±0.5	6.1±6.4	0.6±0.8
			D7	D8	D9	D10	D11	D12
			LW	LW	LW	LW	LW	LW
off-site IDMM	% CH ₄ (Verlust Produktionsanteil)	1.Messung	2.2±0.8	3.1±1.1	2.0±0.4	1.6±0.6	1.4±0.5	1.1±0.5
	Emissionsrate (kg CH ₄ h ⁻¹)		4.4±1.6	4.3±1.5	10.4±2.4	1.6±0.6	3.5±1.2	1.4±0.7
	% CH ₄ (Verlust Produktionsanteil)	2. Messung		1.6±0.7		1.1±0.4		
	Emissionsrate (kg CH ₄ h ⁻¹)			2.1±0.6		1.1±0.4		
			A1	A2	A3	A9	A12	
			LW	GI	LW	LW	LW	
off-site IDMM	% CH ₄ (Verlust Produktionsanteil)	1.Messung	8.2±2.7	8.8±2.1	2.3±1.5	0.4±0.3	1.7±1.0	
	Emissionsrate (kg CH ₄ h ⁻¹)		6.4±2.1	12.9±3.1	1.7±1.1	0.3±0.2	1.5±0.9	
	% CH ₄ (Verlust Produktionsanteil)	2. Messung	8.8±2.1		3.8±1.2		1.3±0.3	
	Emissionsrate (kg CH ₄ h ⁻¹)		5.9±1.0		2.8±0.9		1.2±0.3	
			S1	S2	S3	S5	S6	
			ARA	GI	GI	GI	GI	
off-site TDM	% CH ₄ (Verlust Produktionsanteil)	1.Messung	13.4±0.5	3.6±0.1	6.9±0.4	(10.5±0.9)	4.7±0.1	
	Emissionsrate (kg CH ₄ h ⁻¹)		11.0±0.5	5.9±0.2	9.1±0.6	(22.1±2.0)	10.3±0.3	
	% CH ₄ (Verlust Produktionsanteil)	2. Messung	7.4±0.4			(35.1±1.5)	7.0±0.3	
	Emissionsrate (kg CH ₄ h ⁻¹)		9.9±0.5			(52.3±2.2)	16.0±0.8	



Mittels On-site Messung wurden insgesamt 32 Biogasanlagen im EvEmBi-Projekt untersucht (inklusive vier Schweizer Anlagen). Die Höhe der Emissionen wurde den Prozessschritten der Biogasanlage zugeordnet und unterteilt in Normalbetrieb und Nicht-Normalbetrieb (OTNOC = other than normal operating conditions). Geringe Emissionen im Normalbetrieb wurden bei den Doppelmembrandächern gefunden, bei der Biogasaufbereitung mit chemischer Wäsche, bei der Abgasbehandlung und auch bei den Vorbehandlungsschritten (siehe Abbildung 28).

Erhöhte Emissionen im Normalbetrieb wurden dagegen bei nicht-gasdichten Gärrestlagern, bei den BHKW-Abgasmessungen und bei der Biogasaufbereitung mit Wasserwäsche gefunden. Leckagen zählen zu den OTNOC-Betriebszuständen und können zu den Emissionen in unterschiedlicher Höhe beitragen. Im Median waren diese relativ gering, mit Emissionsfaktoren von 0.01% für Doppelmembranen, 0.05% für chemische Wäsche bei der Gasaufbereitung und 0.3% für Betonbehälter und Gasaufbereitung mit Wasserwäsche. Für die verschiedenen Anlagenkomponenten wurden aufgrund der Vielfalt an gemessenen Anlagentypen auch eine unterschiedlich grosse Zahl an Anlagen in der Auswertung berücksichtigt (siehe Angaben in Abbildung 28).

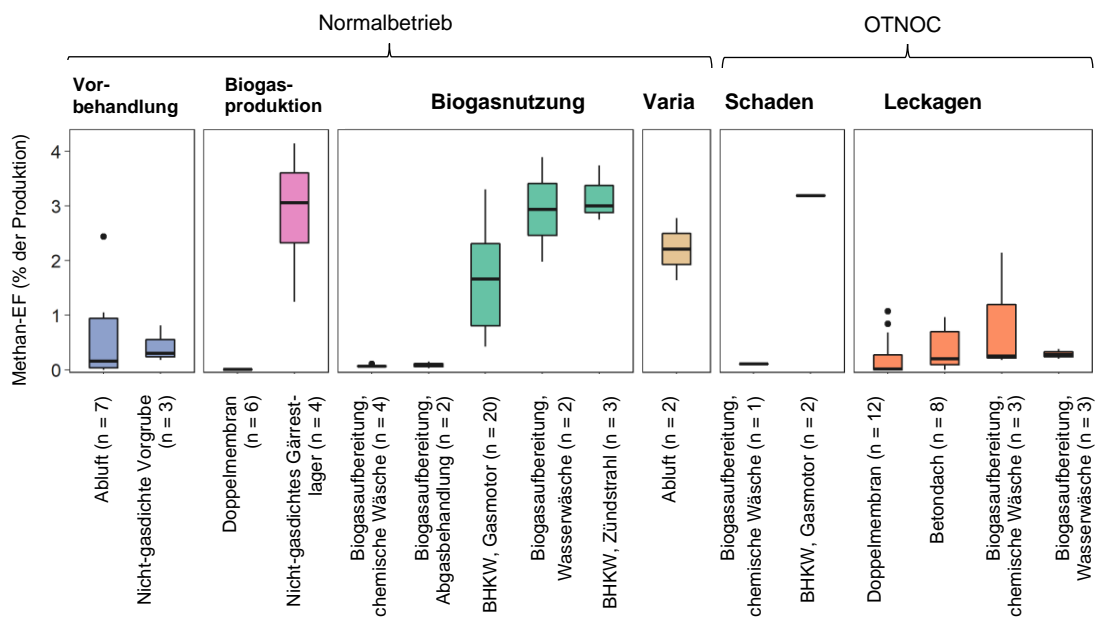


Abbildung 28 Darstellung der Methanemissionsfaktoren unterschiedlicher Anlagenkomponenten im Normalbetrieb und bei OTNOC-Events, ermittelt aus den On-site Messungen im EvEmBi Projekt (2018-2021). Die Anzahl Biogasanlagen, welche zur Auswertung der Prozessschritte herangezogen wurden, ist jeweils in Klammern angegeben.

Bei der Übersicht der Messergebnisse aus allen Ländern, liess sich anhand der On-site Ergebnisse zu den Leckagebefunden (d.h. ein Methanverlust > 0.1 Vol% oder 1000 ppm CH₄) eine Rangordnung der leckagesensiblen Biogasanlagenbestandteile erstellen. Die am häufigsten gefundene, undichte Stelle war die Membrananbindung, also der Übergang von der Folie zur Behälterwand. An zweiter Stelle stehen die Betonbehälter, welche ebenfalls immer wieder Leckagen auf den Betondächern aufwiesen (siehe Abbildung 29). Relativ betrachtet waren es ähnlich viele Doppelmembranbehälter wie Betonbehälter, welche mindestens 1 Leckage aufwiesen, nämlich 38% respektive 35% der untersuchten Behälter. Bei den Einfachmembranbehältern waren es verhältnismässig weniger Leckagen, mit nur 15% der untersuchten Behälter.

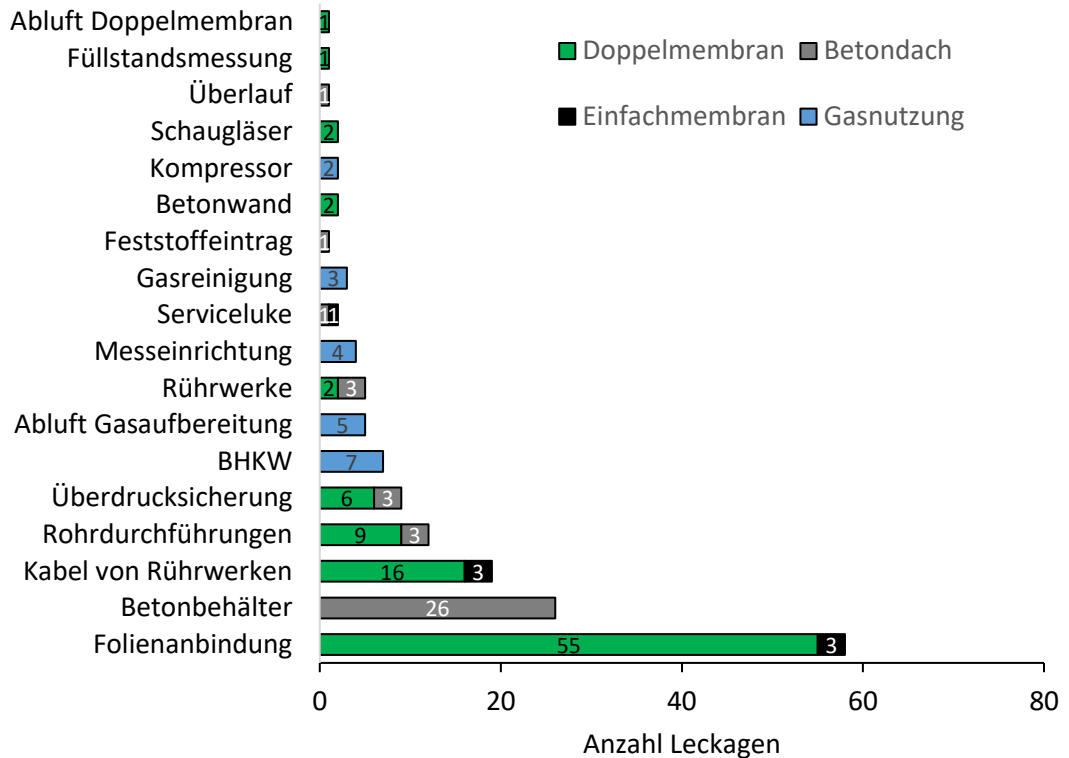


Abbildung 29 Anzahl der an unterschiedlichen Bauteilen von EvEmBi-Biogasanlagen gefundenen Leckagen, ermittelt anhand der on-site Methodik. Auswertung von allen 32 gemessenen Biogasanlagen in Deutschland, Österreich, Schweden und der Schweiz.

Eine weitere spannende Frage bei den Auswertungen war, ob es einen Zusammenhang zwischen Methanemissionsfaktoren und der Grösse der Biogasanlagen gab. In Abbildung 30 sind die absoluten Emissionsraten – ermittelt über alle Fernmessungen aus dem EvEmBi-Projekt – in Abhängigkeit der Anlagenproduktivität aufgetragen. Ein eindeutiger Trend in Zusammenhang mit der Anlagengrösse wurde nicht gefunden. Die EvEmBi-Anlagen in Deutschland deckten die grösste Bandbreite an Biogasanlagen in Bezug auf die Anlagengrösse ab, mit einer Methanproduktion von 35-530 kg CH₄ h⁻¹. Der mittlere Emissionsfaktor der deutschen EvEmBi-Anlagen lag bei 1.6%. Die österreichischen EvEmBi-Anlagen hatten eine Grössenbandbreite von 77-146 kg CH₄ pro Stunde und einen mittleren Emissionsfaktor von 5%. Die schwedischen EvEmBi-Anlagen waren in der Grössenordnung 82-230 kg CH₄ h⁻¹ vertreten, mit einem mittleren Emissionsfaktor von 7.2%. Die Schweiz lag mit ihrer Stichprobe von zwei Anlagen im Normalbetrieb bei einem mittleren Emissionsfaktor von 2.3% und einer Produktivität von 18-62 kg CH₄ h⁻¹.

Eine Unterteilung der Anlagen in gewerblich-industrielle und landwirtschaftliche Biogasanlagen zeigte bei den Methanemissionsraten einen höheren Median und Mittelwert für die gewerblich-industriellen Anlagen (siehe Abbildung 31). Für die absoluten CH₄-Emissionsraten betrug der Unterschied zwischen den gewerblich-industriellen und den landwirtschaftlichen Biogasanlagen im Median 11 kg h⁻¹ versus 1.4 kg h⁻¹ und für die CH₄-Emissionsfaktoren 6.4% versus 1.5%.

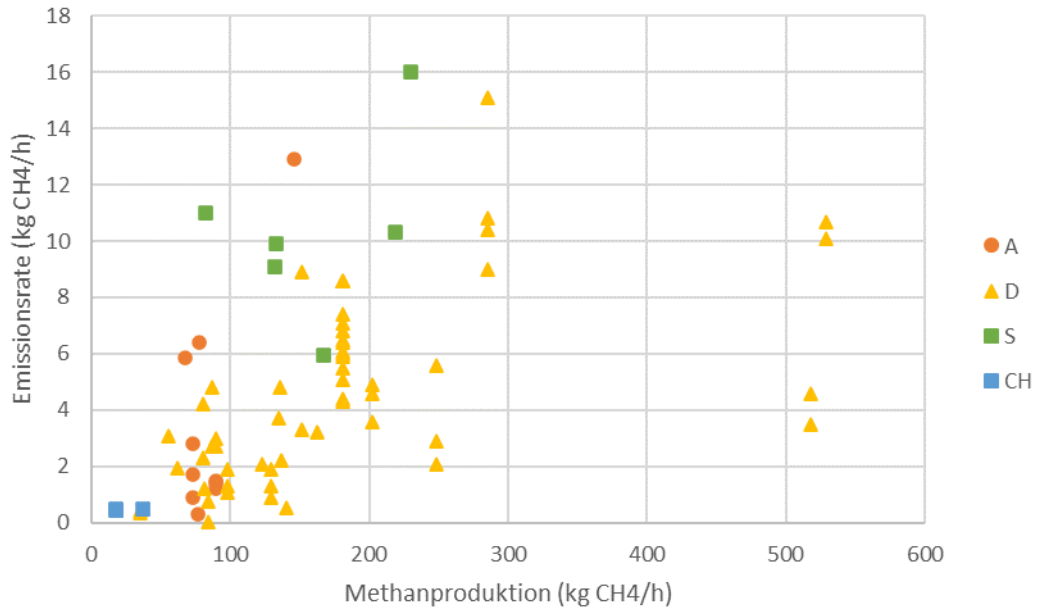


Abbildung 30 Absolute Emissionsraten (Fernmessung) von EvEmBi-Biogasanlagen in Abhängigkeit der Anlagengrösse, angegeben als Methanproduktionsrate. Die Werte stammen aus den EvEmBi-Projektländern Deutschland (D), Österreich (A), Schweden (S) und der Schweiz (CH). Die Punkte stehen für eine Anlage, wobei die Ergebnisse bei zwei Messkampagnen an derselben Anlage separat aufgetragen wurden. Es wurden nur Emissionswerte ohne OTNOC verwendet.

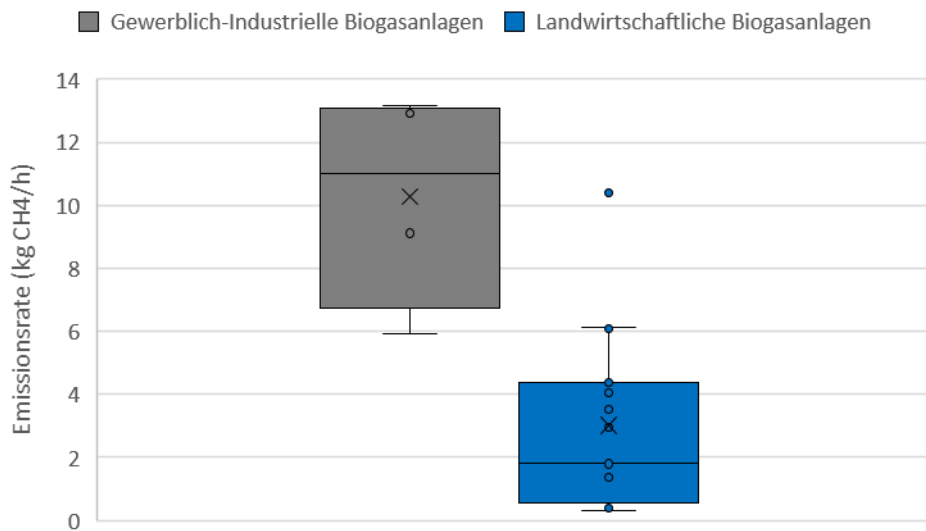


Abbildung 31. Per Fernmessung ermittelte Methanemissionsraten von gewerblich-industriellen und landwirtschaftlichen Biogasanlagen in den EvEmBi-Partnerländern Deutschland, Österreich und Schweden). Anzahl der Anlagen pro Kategorie: gewerblich-industrielle Biogasanlagen n=4, landwirtschaftliche Biogasanlagen n = 17.



4.6 Kosten-Nutzen-Analyse von Emissionsminderungsmassnahmen

Die Analyse des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von Emissionsminderungsmassnahmen war nicht ganz einfach. Nicht alle Anlagen konnten zweimal gemessen werden wie geplant und nur wenige Anlagen konnten innerhalb kurzer Zeit Massnahmen ergreifen. Dennoch wurden fünf Massnahmen im Projekt umgesetzt und der Effekt kontrolliert. Auf diesen Ergebnissen wurde folgendes Modell einer Kosten-Nutzen-Analyse erstellt:

Als 'Nutzen A' wurde der ökonomische Nutzen eines Anlagenbetreibers definiert, der eine Reparatur-Investition tätigt und damit Methanemissionen reduziert, wodurch er mehr Methan für den Verkauf hat. Als 'Nutzen B' wurde der ökonomische Nutzen aus einer Reparatur-Investition plus einer zusätzlichen CO₂-Zertifikatsverkauf definiert (= Nutzen A plus Gewinn aus CO₂-Emissionshandel). Um den Nettogewinn zu errechnen, wurden die Investitions- bzw. Reparaturkosten von Nutzen A bzw. B abgezogen. Eine Massnahme wurde als sehr positiv bewertet (***), wenn der Nettogewinn A und B grösser als 0 waren, positiv (**) wenn der Nettogewinn B grösser als 0 war und schwach positiv (*), wenn der Nettogewinn A und B kleiner 0 war.

Annahmen für die Berechnung:

Ökonomische Laufzeit:	10 Jahre
Zinssatz:	2 %
Emissionshandel:	Emissionshandelswert: 40 €/t CO_{2eq} (40.74 €/t CO _{2eq} on 12.03.2021, https://ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/)
Umweltwirkung	CO _{2eq} CH ₄ : 28

Treibhausgasemissionen, welche durch die Massnahmen verursacht wurden, wurden bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Die folgenden Massnahmen wurden evaluiert:

Tabelle 16. Kosten-Nutzen-Analyse von Methanemissionsminderungsmassnahmen auf EvEmBi-Biogasanlagen

	Minderungsmassnahme	Emissionsreduktion	Kosten	Evaluation
1 (1.1. und 1.2.)	Erneuerung der Innenmembran eines Doppelmembrandachs (A-11)	5.3 Tonnen CH ₄ /Jahr = 99.7% (reduziert von 0.7% auf 0%)	15.000-18.000 € Kostenszenario mit (1.1) und ohne verlorenem Biogas (1.2) aufgrund beschädigter Innenmembran	**/**
2	Gasdichte Abdeckung eines Gärrestlagers (DE-08)	7.9 Tonnen CH ₄ /Jahr = 98.5% (reduziert von 1.3% auf 0.02%)	90.000 €	**
3	Austausch eines BHKW-Katalysators (A-06)	6.2 Tonnen CH ₄ /Jahr = 34.9% (reduziert von 3.2% auf 2.1%)	0 € (im Wartungsvertrag enthalten)	***



4	Austausch des Aminwäschers bei einer Gasaufbereitung (S-01)	67 kg CH ₄ /Jahr = 10.5% (reduziert von 0.076% auf 0.068%)	0 € (im Wartungsvertrag enthalten)	***
5	Abdichtung einer Leckage an einer Gasaufbereitungsanlage (S-01)	17 Tonnen CH ₄ /Jahr = 98.6% (reduziert von 2.3% auf 0.035%)	0 € (im Wartungsvertrag enthalten)	***

Bei den Massnahmen handelte es sich sowohl um sehr kostengünstige Massnahmen als auch um Massnahmen mit einem grossen Investitionsbedarf. Bei der Evaluation der Nettogewinne A zeigte sich, dass die teuren Massnahmen, also die Abdeckung eines Gärrestlager oder einer Innenmembran, nur dann amortisiert werden können, wenn die Vergütung für das Energieprodukt hoch genug ist oder der Verlust aufgrund einer Leckage nicht zu gross ist (Abbildung 32). Finanziell lohnend sind dementsprechend vor allem Massnahmen, welche günstig umzusetzen sind und ein hohes Emissionsminderungspotential haben. Bei den untersuchten EvEmBi-Massnahmen war dies vor allem für Massnahme 5 der Fall, wo eine Leckage an einer Gasaufbereitungsanlage abgedichtet werden konnte und dadurch die Emissionen stark reduziert wurden. Eine zusätzliche Vergütung dank eines Emissionshandelszertifikat für die eingesparten Emissionen kann die Rentabilität erhöhen und beim Nettogewinn B konnte man auch für die kostenintensiven Massnahmen eine positive Entwicklung berechnen (Abbildung 33).

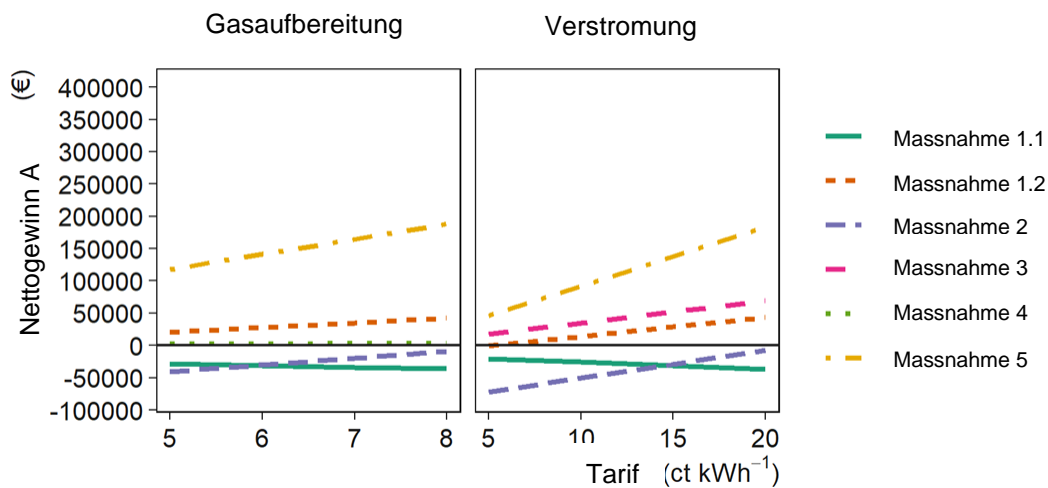


Abbildung 32. Kosten-Nutzen-Analyse der fünf untersuchten Minderungsmaßnahmen. Aufgetragen ist der Nettogewinn A, der mit den Massnahmen je nach Vergütung des Energieprodukts erreicht werden kann. Die Massnahmen sind nummeriert gemäss Tabelle 16.

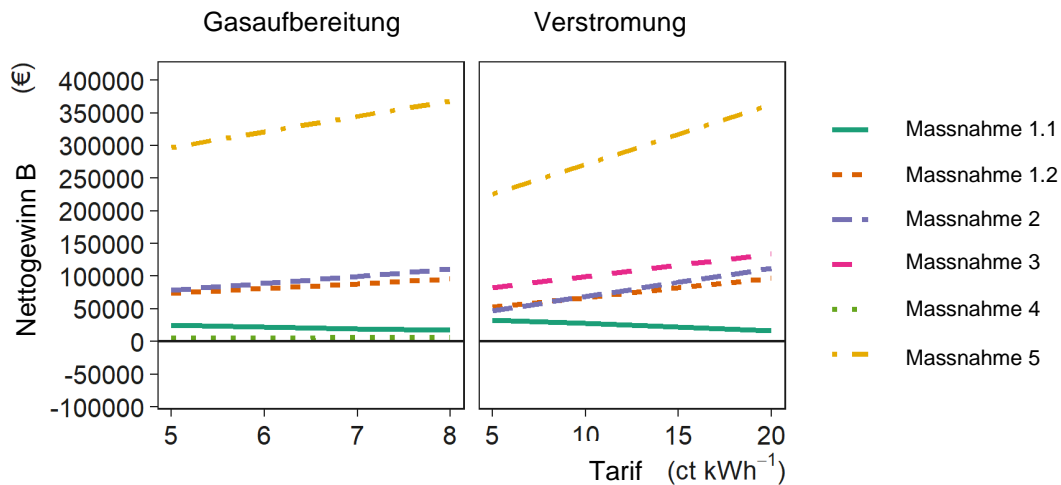


Abbildung 33. Kosten-Nutzen-Analyse der fünf untersuchten Minderungsmaßnahmen. Aufgetragen ist der Nettogewinn B (Nutzen A plus CO₂-Emissionshandel), der mit den Massnahmen je nach Vergütung des Energieprodukts erreicht werden kann. Die Massnahmen sind nummeriert gemäss Tabelle 16.

Das Fazit aus der Kosten-Nutzen-Analyse der Minderungsmaßnahmen ist:

- Regelmässige Leckagekontrollen sind wichtig, meistens kosteneffizient und die Basis für einen effizienten und sicheren Betrieb.
- Investitionen in die Behebung von Leckagen sind umso sinnvoller, wenn das Einsparen von Methanemissionen einen monetären Wert hat. Das Modell der Vergütung von eingesparten Treibhausgasemissionen im Rahmen von Klimaschutzprojekten ist aktuell zwar nur in der Schweiz Realität, die Aussagen aus diesen Berechnungen sind dafür also besonders zutreffend für die Schweiz.
- Investitionen, welche bauliche Veränderungen oder neue Ausrüstung erfordern, mögen aus rein ökonomischer Sicht nicht immer vorteilhaft erscheinen, aber aus Sicht der Nachhaltigkeit und dem zukünftigen Betrieb sind sie wichtig.
- Minderungsmaßnahmen sind in vielen Fällen ökonomisch sinnvoll. Ein Breakeven wird insbesondere dann erreicht, wenn die Emissionsreduktion mit einem monetären Wert verbunden ist.

Für die Schweiz wurden keine Minderungsmaßnahmen berechnet, weil die auf den Anlagen getroffenen Massnahmen entweder nicht fertiggestellt waren (Ersatz Fermenterdach bei CH-02) oder nicht emissionsrelevant waren (Ersatz Biolene bei CH-01). Dennoch sind die Ergebnisse bzw. das Modell auch auf die Schweiz übertragbar, wenn auch für die Schweiz andere Zahlen bei der Vergütung des Energieprodukts und für den Emissionshandel verwendet werden müssten.



4.7 Betreiberschulungen

Ökostrom Schweiz führte im Frühjahr 2020, kurz vor dem Lockdown, eine Sicherheitsschulung für Anlagenbetreiber durch. Dabei wurden Informationen zu den Klimaschutzprojekten verteilt und über unsere Checkliste zu Leckagen informiert. Im Sinne eines Wissenstransfers aus EvEmBi war es geplant, Betreiberschulungen mit landwirtschaftlichen Biogasanlagenbetreibern auf Biogasanlagen vor Ort durchzuführen und die Ergebnisse des EvEmBi-Projekts vorzustellen und die Erkenntnisse aus den Methanemissionsmessungen auf den Anlagen sowie die Minderungsmassnahmen zu diskutieren. Die Betreiberschulung wurde aufgrund der Coronaumstände während des Projekts nicht mit einer Einladung von Betreibern auf eine Biogasanlage verbunden, sondern es wurden Einzelgespräche mit den Betreibern geführt. Im Rahmen des freiwilligen Methanmessprogramms von Ökostrom Schweiz wurde bei Besuchen auf Biogasanlagen gemeinsam eine Methanemissionsmessung durchgeführt und die Ergebnisse mit den Biogasanlagenbetreibern besprochen. Nach Bedarf wurde auch ein kleiner Messbericht verfasst und an die Anlagenbetreiber gesendet. Die Betreiberschulung fand somit individuell und bilateral mit spezifischem Bezug zur eigenen Anlage statt. Das erweiterte Angebot mit internen Emissionsmessungen (siehe Kapitel 7) stösst auf grosse Nachfrage und hat bereits zu einer Sensibilisierung geführt. Sowohl neue als auch langjährige Mitglieder haben eine Emissionskontrolle angefragt oder sich ein Messgerät zur Leckagedetektion ausgeliehen. Die Durchführung einer Betreiberschulung im klassischen Sinn wurde im Rahmen eines Aus- und Weiterbildungsprogramms geplant und wurde nach Projektende am 08.09.2021 durchgeführt, mit der Teilnahme von 21 Biogasanlagenbetreibern. Die Ergebnisse von EvEmBi werden intern als Zusammenfassung im Rahmen einer Mitgliederinformation kommuniziert.



5 Diskussion

Das EvEmBi-Projekt hat erfolgreich das Ziel der Erhebung von vergleichbaren Methanemissionsdaten auf unterschiedlichen Biogasanlagentypen erreicht. Es wurden mehr als 30 Biogasanlagen in Deutschland, Österreich, Schweden und der Schweiz mit Methoden der Fernmessung und der On-site Messung untersucht. Basierend auf den Erfahrungen aus Schweden wurden ein freiwilliges Methanmessprogramm in Österreich und in der Schweiz auf- bzw. ausgebaut. In Zusammenarbeit mit der European Biogas Association (EBA) wurden Erkenntnisse auf europäischer Ebene kommuniziert und diskutiert. Das EvEmBi-Projekt zeigte auf, dass sich Investitionen zur Minderung von Methanemissionen lohnen.

Die Haupteckdaten aus EvEmBi sind:

- Die Kombination von Fernmessungen und On-site Messungen eigneten sich gut zur Erhebung von Emissionsdaten auf Anlagenebene und zur Lokalisierung der Emissionsquellen auf Komponentenebene.
- Die Bandbreite der Methanemissionsraten pro Anlage und pro Komponente war sehr gross. Dies bedeutet auch, dass es teilweise ein grosses Reduktionspotential gibt.
- Die Gründe für Methanemissionen auf Biogasanlagen sind vielfältig, aber es gibt ein paar «übliche Verdächtige», die regelmässig kontrolliert werden sollten. Dies sind:
 - o Die Folienanbindung von Doppelmembranen
 - o Betondächer und -wände wegen Rissen
 - o Rohrdurchführungen und Kabeldurchführungen bei Rührwerken
 - o Überdrucksicherungen
 - o BHKW und Gasaufbereitungsanlagen
- Für den Neubau von Anlagen weisen die Ergebnisse zudem darauf hin, dass Gärrestlager möglichst gasdicht konstruiert werden sollten.
- Für die Vermeidung und Behebung von OTNOC-Ereignissen ist die regelmässige Leckagedetektion wichtig.
- Bei der Gasaufbereitung zeigte die Methode mit chemischer Wäsche und die Abgasnachbehandlung die geringsten Methanemissionen, während die Wasserwäsche deutlich höhere Emissionsraten verzeichnete.
- Im Rahmen von EvEmBi konnten die Abschätzungen der CH₄-Emissionen aus einzelnen Komponenten sowie gesamten Biogasanlagen verbessert werden. Für die noch detailliertere Bestimmung von repräsentativen Emissionsfaktoren auf Anlagen-, aber auch auf Komponentenebene, braucht es dennoch weitere Messungen/Studien, vor allem für gewerblich-industrielle Biogasanlagen.

Die in der Schweiz per Fernmessung ermittelten Methanemissionsfaktoren liegen innerhalb der Bandbreite, der in Deutschland und Österreich für landwirtschaftliche Biogasanlagen ermittelten Emissionsfaktoren. Die in der Schweiz gemessenen Biogasanlagen CH-01 und CH-04 zählen grösstmässig zu den kleinsten landwirtschaftlichen Biogasanlagen, welche im EvEmBi-Projekt gemessen wurden. Zum Beispiel wurde in Deutschland für die Biogasanlage D3 mit einer Methanproduktion von 36 kg h⁻¹ ein Emissionsfaktor von 1.1% ermittelt und in der Schweiz für die CH-04 mit einer Methanproduktion von 37 kg h⁻¹ ein Emissionsfaktor von 1.5%. Für den Vergleich der Biogasanlage CH-01 gab es zwar auch eine ähnlich kleine Biogasanlage D2 in Deutschland, auf welcher aber aufgrund von nicht-trennbaren



Emissionen aus der Tierhaltung ein sehr hoher Emissionsfaktor von 18.3% ermittelt wurde. Da die Datenauswertung jedoch zeigte, dass die Emissionsfaktoren der EvEmBi-Biogasanlagen nicht mit der Anlagengrösse korrelierten (vgl. Abbildung 30), ist der Grössenvergleich aber auch nicht unbedingt gerechtfertigt. Wichtig für die Einordnung der Schweizer Fernmessergebnisse ist, dass die im Normalbetrieb gemessenen Emissionsfaktoren von 1.5-2.8% für CH-01 und CH-04 in einer ähnlichen Grössenordnung lagen wie die Emissionsfaktoren der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland mit 0.4-4.0% (ohne D2) und der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Österreich mit 0.4-8.8%. Auch im Vergleich mit bisherigen Studien liegen die Ergebnisse in einer ähnlichen Grössenordnung. Die bisher umfangreichste Studie wurde vor kurzem in Dänemark durchgeführt, mit 13 landwirtschaftlichen Biogasanlagen, für welche ein durchschnittlicher Methanemissionsfaktor von 2.4% mit der Tracer dispersion method (TDM) ermittelt wurde (Scheutz_2019). Auch die Studien von Clauss_2019, Westerkamp_2014 und Flesch_2011, welche mit der inverse dispersion modelling method (IDMM) durchgeführt wurden, ermittelten Methanemissionsfaktoren für landwirtschaftliche Biogasanlagen, ergaben allerdings mit 0.5-15% eine grössere Bandbreite als im aktuellen EvEmBi-Projekt (siehe auch Tabelle 17 weiter unten).

Die Auswertung der On-site Messungen zeigte anhand der gefundenen Leckagen pro Anlagenkomponente auf, welche Komponenten häufig Leckagen aufwiesen. Es sind jedoch nicht nur die Leckagen, welche zu den Emissionen der Biogasanlagen beitragen. Die Häufigkeit von Leckagen sagt auch noch nichts über die Höhe der Emissionen pro Komponente aus. Mit den On-site Messungen wurde in der Schweiz bei den Anlagen CH-01 und CH-04 das Gärrestlager als emissionsstärkste Quelle identifiziert. Bei der Anlage CH-03 tauchte in einem Jahr die BHKW-Abluft als emissionsstärkste Quelle auf und im anderen Jahr das Gärrestlager. Bei dieser Anlage war das Gärrestlager nicht-gasdicht gedeckt. Die Fermenter und Nachgärer waren bei diesen drei Anlagen emissionsarm. Bei Anlage CH-02 hingegen, mit gasdichtem Gärrestlager, war es die Fermenterabluf (aufgrund der defekten Doppelmembran), welche als emissionsstärkste Quelle detektiert wurde. Auch in den Messungen der Partnerländer zeigten sich nicht-gasdichte Gärrestlager als emissionsstarke Quelle, mit einem Emissionsfaktor von 2.97% des produzierten Methans (Wechselberger_2021, in Vorbereitung). Diese Emissionen zählen zu den «unvermeidbaren» Emissionen, wenn keine technischen Fehler vorliegen. Kommen noch «vermeidbare» Emissionen aus Leckagen hinzu, so können sich Anlagenemissionen um 0.2-0.4%-Punkte erhöhen, wie die Auswertung der EvEmBi-Biogasanlagen zeigte. Interessanterweise trägt die am häufigsten aufgetretene Leckage, die Folienanbindung bei Doppelmembranen, nur geringfügig zu den Emissionsfaktoren der Biogasanlagen bei - mit im Median 0.01% der Methanproduktion (Wechselberger_2021).

Eine Vergleichbarkeit der Messergebnisse der beiden Methoden wäre an sich wünschenswert, ist aber aus mehreren Gründen nicht möglich. Aufgrund der unterschiedlichen Systemgrenzen erfassen die beiden Methoden unterschiedlich viele Methanquellen. Bei der Fernmessung müssen z.B. die Emissionen von nahe bei der Biogasanlage liegenden Tierställen modellhaft berücksichtigt werden, wenn diese messtechnisch nicht getrennt vermessen werden können. Umliegende Methanquellen sind für die Fernmessung nicht immer trennbar von den Anlagenemissionen. In der Schweiz wurden die tierischen Emissionen so gut wie möglich mit dem Treibhausgasemissionsmodell der Agroscope abgeschätzt und bei der Emissionsmodellierung berücksichtigt. Auch in den Partnerländern gab es teilweise Schwierigkeiten bei der «Isolation» der Biogasanlagen. Zum Beispiel bei der Anlage D2 in Deutschland konnten die Anlagenemissionen nicht von Milchviehemissionen getrennt werden, da die Milchkühe bei den Messungen direkt neben der Anlage anwesend waren. Ebenfalls nicht trennbar waren Deponieemissionen bei Anlage S5 in Schweden. Es wurden dadurch enorm hohe Emissionsfaktoren ermittelt, welche in die weitere Auswertung nicht miteinbezogen wurden. Es wurde daher bei der Auswahl der anderen landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland und Österreich darauf geachtet, dass sie keine Tierbestände in der Nähe der Biogasanlage aufwiesen. Die Ergebnisse der Schweiz sind demnach mit einer etwas grösseren Unsicherheit behaftet als die Fernmessergebnisse aus den Partnerländern. Bei der



On-site Messung hingegen (nach Metharmo-Protokoll) können häufig aufgrund der zeitintensiven Methodik nicht alle Anlagenkomponenten vermessen werden. Man konzentriert sich daher auf die wichtigsten Leckagen. Dadurch gibt es Unsicherheiten bei der Hochrechnung auf die Gesamtanlage und man verwendet die On-site Ergebnisse lieber für die Entwicklung von komponentenbezogenen Emissionsfaktoren. Für die Schweizer On-site Messungen wurden Anlagenemissionen auch nur deswegen ausgewiesen, weil jeweils die gesamte Anlage vermessen wurde. Die Abgasemissionen der Blockheizkraftwerke wurden aber z.B. nicht berücksichtigt (weil man dafür eine spezielle Messausrüstung benötigt), welche aber mit der Fernmessung wiederum erfasst werden. Von einem Vergleich der Fernmess- und On-site Ergebnisse pro Anlage wurde daher abgesehen.

Neben der Auswertung der Emissionsstärke von Komponenten war es für das EvEmBi-Projekt wichtig, verschiedene Anlagentypen bei den Methanemissionsmessungen zu berücksichtigen. So wurden in Schweden ausschliesslich gewerblich-industrielle Biogasanlagen und eine Abwasserreinigungsanlage untersucht, in Deutschland und der Schweiz nur landwirtschaftliche Biogasanlagen und in Österreich sowohl landwirtschaftliche als auch gewerblich-industrielle Anlagen. Die Auswertung nach gewerblich-industriellen Biogasanlagen und landwirtschaftlichen Biogasanlagen zeigte im Mittelwert (10.3 versus 2.7 kg CH₄ pro Stunde) und im Median (11.0 versus 1.4 kg CH₄ pro Stunde) deutlich höhere Emissionsraten für die gewerblich-industriellen Biogasanlagen (vgl. Abbildung 31). Auch als Emissionsfaktor bezogen auf die Methanproduktion waren die Emissionen im Median mit 6.4% für die gewerblich-industriellen Biogasanlagen und 1.5% für die landwirtschaftlichen Biogasanlagen grösser. Es können mehrere Gründe für diese Unterschiede in Frage kommen. Zum einen waren es deutlich mehr landwirtschaftliche als gewerblich-industrielle Biogasanlagen, nämlich 17 versus 4, und die Unterschiede müssen bei diesen Differenzen in der Stichprobengrösse vorsichtig interpretiert werden. Zum anderen wurden die meisten gewerblich-industriellen Biogasanlagen mit der TDM untersucht, während die landwirtschaftlichen ausschliesslich mit der IDMM untersucht wurden. Allerdings zeigte die Studie von Scheutz_2019 mit der TDM ähnlich hohe Emissionsraten für landwirtschaftliche Biogasanlagen wie die EvEmBi-Messungen. Eine Tendenz zu höheren Emissionsraten in der Bestimmung mit der IDMM oder der TDM ist daher nicht naheliegend. Die Studie von Scheutz_2019 zeigte aber auch höhere Methanemissionsfaktoren für Abwasserreinigungsanlagen (ARA) als für landwirtschaftliche Biogasanlagen. Die Vermutung von Scheutz_2019 zu diesem Ergebnis war, dass die landwirtschaftlichen Biogasanlagen sehr stark auf die finanzielle Vergütung ihres Energieproduktes angewiesen sind und daher mehr Zeit in die Leckagevermeidung und -behebung investieren. Es sei aber auch so, dass die ARA komplexere Strukturen aufweisen mit vielen verschiedenen, potenziellen Emissionsquellen. Bei den gewerblich-industriellen Anlagen im EvEmBi-Projekt kam hinzu, dass alle fünf mit einer Gasaufbereitungsanlage ausgestattet waren, während von den landwirtschaftlichen Biogasanlagen nur sechs Anlagen eine Gasaufbereitung installiert hatten. Eine gewerblich-industrielle Anlage mit einer Gasaufbereitung mit Wasserwäsche hatte z.B. die grösste gemessene Emissionsrate und den grössten Emissionsfaktor im EvEmBi-Projekt überhaupt. Es könnte also gut sein, dass neben der Stichprobengrösse auch der zusätzliche Prozessschritt der Gasaufbereitung bestimmter Technologien zu den festgestellten Unterschieden in den Methanemissionen der Anlagentypen gewerblich-industriell versus landwirtschaftlich geführt hat. Hierbei gilt es aber festzuhalten, dass z.B. Biogasanlagen mit einer chemischen Gasaufbereitung im EvEmBi-Projekt sehr gut abgeschnitten haben, mit sehr niedrigen Emissionen (vgl. Abbildung 28).

Tabelle 17. Bisherige Studienergebnisse zu Methanemissionsfaktoren landwirtschaftlicher Biogasanlagen

Studienumfang	Methanemissionsfaktor (% CH ₄ der Produktion)	Messmethode	Quelle
2 Biogasanlagen	1.4-7.4	IDMM	Clauss_2019
23 Biogasanlagen: 13 landwirtschaftliche BGA und 10 ARA	0.4-14.9 (Ø 4.6)	Tracer gas dispersion method	Scheutz_2019



	Ø 2.4% für landwirtschaftliche BGA Ø 7.5% für ARAs		
2 landwirtschaftliche BGA (NAWARO)	0.5-1.5	IDMM	Westerkamp_2014
10 landwirtschaftliche Biogasanlagen	1.1-13.7	On-site	Liebetau_2013
1 landwirtschaftliche BGA	3.1	IDMM	Flesch_2011

Die Ergebnisse des EvEmBi-Projekts zeigten keinen eindeutigen Zusammenhang zwischen Methanproduktivität einer Biogasanlage und des Methanemissionsfaktors (vgl. Abbildung 30). Diese Erkenntnis deckt sich mit der Studie von Flesch_2011, welche feststellte, dass zwar im Durchschnitt 3.1% der Biogasproduktion bei der untersuchten Anlage in Kanada verloren gingen, dass allerdings kein Zusammenhang zwischen Gasproduktion und Emissionsrate festgestellt werden konnte. Die Emissionsrate war viel stabiler als die prozentual auf die Gasproduktion bezogenen Verluste. Seine gemessenen Emissionsraten waren vielmehr abhängig von Wartungsarbeiten (niedrige Emissionsraten) oder Abfackelzeiten (erhöhte Emissionsraten). Scheutz_2019 hingegen stellten bei ihren Untersuchungen der Methanemissionsraten von landwirtschaftlichen Biogasanlagen und Abwasserreinigungsanlagen einen Zusammenhang zwischen Grösse der Anlage und Höhe der Emissionen fest. Dabei waren die Emissionsraten bei grösseren Anlagen niedriger als bei kleineren Anlagen. Die Autoren vermuteten, dass grössere Anlagen sich aufgrund einer erfolgreicherer Wirtschaftlichkeit eine bessere Wartungsleistung erzielen können. Diese Annahme klingt logisch und die grössten Biogasanlagen im EvEmBi hatten auch niedrige Emissionen, allerdings gab es auch kleine Biogasanlagen mit niedrigen Emissionen. Der Zusammenhang zwischen Methanproduktion und Methanverlusten war auch bei Scheutz_2019 für die landwirtschaftlichen Biogasanlagen allein nicht sehr eindeutig. Es ist dennoch üblich und für den Vergleich verschiedener Biogasanlagen auch hilfreich Emissionsfaktoren mit Bezug auf die produzierte Menge Methan anzugeben. Die Auswertungen für die Publikationen im Gesamtprojekt werden daher auch mit den Emissionsfaktoren in % CH₄ der Produktion gemacht.

Die Auswertung der Emissionsminderungsmassnahmen im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse zeigte, dass sich Investitionen in Reparaturen immer lohnen. Je höher die finanzielle Vergütung des Energieprodukts, desto besser. Investitionen in bauliche Massnahmen lohnen sich vor allem dann, wenn nicht nur das Energieprodukt finanziell vergütet wird, sondern auch die Klimaschutzwirkung im Sinne der eingesparten CO₂-Äquivalente. Dieses Ergebnis ist für die Betreiber sehr interessant und könnte auch entscheidungsrelevant werden. Es würde sich daher lohnen bei Reparaturmassnahmen und baulichen Massnahmen jeweils eine Kontrollmessung hinterherzuschalten, damit mit der Zeit noch mehr Massnahmen ausgewertet werden können. Die Sensibilisierung der Anlagenbetreiber führt ebenfalls dazu, dass Massnahmen frühzeitig ergriffen werden. Die internen Emissionsmessungen in den letzten beiden Jahren haben gezeigt, dass die Anlagenbetreiber der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in der Schweiz das Angebot von Ökostrom Schweiz mit den internen Emissionsmessungen und dem Verleih der Messgeräte zur Leckagedetektion rege genutzt werden und auch Massnahmen ergriffen werden. Die exakte Lokalisierung der Emissionsstellen ist insbesondere zur Behebung der Leckagen und für die Definition von Massnahmen zur gezielten Emissionsverminderung von zentraler Bedeutung.

Im Hinblick auf die Entwicklung der Emissionsfaktoren, ist es entsprechend wichtig zu wissen, unter welchen Betriebsbedingungen Emissionsraten bestimmt wurden. Herrschen besondere Betriebszustände vor, werden Emissionsraten ermittelt, die nur für einen bestimmten Zeitraum gültig sind, bis die Störung, Wartung, Revision etc. wieder vorbei ist. Wie lange der Zeitraum andauert, ist je nach Betriebszustand unterschiedlich. Zu den Emissionen im Normalbetrieb werden diejenigen Messungen gezählt,



welche ohne Auffälligkeiten im Biogasanlagenbetrieb stattfanden. Unter Normalbetrieb wird die Anlagensituation verstanden, in der keine grossen Leckagen bekannt sind und keine OTNOC-Situation vorhanden ist. Unter OTNOC-Situationen versteht man Ausfälle von Anlagenteilen (wie z.B. BHKW oder Rührwerke), Revisionen oder ausgelöste Überdrucksicherungen respektive Gasfackeln. Wie häufig Unregelmässigkeiten bei Biogasanlagen auftreten, kann pauschal nicht beantwortet werden. Auch die Betriebsstunden der BHKWs geben nur einen ungenügenden Anhaltspunkt, denn ein BHKW-Ausfall kann kurzfristig sein und bedeutet nicht unbedingt eine Emissionssteigerung. Auf der mittelgrossen bis grossen Biogasanlage CH-02 wurden beispielsweise aufgrund eines Dachsadens und einer defekten Doppelmembran in beiden Messjahren erhöhte Emissionswerte detektiert. Die Fernmessergebnisse von CH-02 wurden daher auch nicht als repräsentativ für den Normalbetrieb dieser Anlage, sondern für einen besonderen Betriebszustand (OTNOC) gewertet.

Vor dem Hintergrund der Ausgangslage, dass die bisherige Berichterstattung zu Methanemissionen aus Biogasanlagen Emissionsfaktoren von 1-2% der Produktion verwendete (siehe Kapitel 1.1), so zeigten die EvEmBi-Messungen, dass die landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit einem ermittelten Emissionsfaktor von 1.5% im Median genau zwischen diesen beiden Werten lagen. In Bezug auf die Emissionsrate, die im nationalen Treibhausgasinventar der Schweiz für die Biogasanlagen verwendet wird, so zeigten die Anlagenemissionen im Normalbetrieb mittels On-site Messung in 4 von 6 Messungen (CH-01 und CH-04 im 2018 & 2019) kleinere oder durchschnittliche Emissionsraten, d.h. ≤ 1.23 t CH₄ im Jahr. In 2 von 6 Messungen (CH-03 im 2018 & 2019) wurden höhere Emissionsraten ermittelt (vgl. Tabelle 13). Wenn man die mit der Fernmessung ermittelten Anlagenemissionen heranzieht, so lagen die beiden Schweizer EvEmBi-Anlagen CH-01 und CH-04 über den 1.23 t CH₄ pro Jahr, nämlich bei 3.9-4.5 t CH₄. Hierbei muss aber berücksichtigt werden, dass z.B. die Emissionen eines BHKW nicht zu den Emissionen der Biogasanlagen im THG-Inventar zählen. Diese müssen also noch von den Anlagenemissionen der Fernmessungen abgezogen werden. Methanemissionen, die bei der Verbrennung von Biogas auftreten, wurden im Rahmen des EvEmBi-Projekts auf 1.7 % für BHKW mit Gasmotoren und auf 3.0 % der Methanproduktivität für BHKW mit Zündstrahlmotoren der Biogasanlagen bestimmt (Wechselberger_2021). Diese Werte erscheinen ziemlich hoch und überschätzen vermutlich die tatsächlichen Emissionen, da die Emissionsfaktoren der Anlagen CH-01 und CH-03 aus den Fernmessungen (und auch von anderen EvEmBi-Anlagen aus den Partnerländern) nach Abzug von 1.7 oder 3.0% teilweise negativ werden würden. An diesem Beispiel zeigt sich, dass die Vermischung der Ergebnisse beider Methoden seine Tücken hat.

Methodische Unsicherheiten:

Bei der On-site Messung findet keine halbstündliche Überwachung der Emissionstätigkeit der Anlage statt und es können daher keine Aussagen zu Schwankungen innerhalb eines Tages gemacht werden und auch nicht zur Schwankungsbreite, also der Unsicherheit von Emissionsdaten. Schwankungen können z.B. durch Substratlieferungen oder Rühraktivitäten ausgelöst werden. Bei der IDMM war trotz langer Messperioden der Fernmessung mit vielen verwertbaren Messintervallen die Standardabweichung hoch. Dies spricht auch dafür, dass ein langer Messzeitraum notwendig ist. Die Fernmessungen wurden in der Schweiz im Vergleich zu den anderen Projektländern über einen langen Zeitraum durchgeführt und können daher als genauer eingestuft werden als die Messungen aus den anderen Ländern. Die kanadische Studie von Flesch_2011 gibt eine Messgenauigkeit von $\pm 10\%$ (Harper_2010, zitiert in Flesch_2011) an. Die Unsicherheit der Emissionen der Anlagen CH-01, CH-02 und CH-04 basierend auf IDMM werden auf 30-50% geschätzt (Thomas Kupper, HAFL, persönliche Information). Die für die Schweiz, im Vergleich zu Flesch_2011 höher eingeschätzte Unsicherheit hat folgende Ursachen: es gab eine niedrige Differenz der Konzentration aufwindig und abwindig, es gibt eine limitierte Genauigkeit der verwendeten Sensoren (Häni_2021) und es waren deutlich ungünstigere Bedingungen betreffend Gelände und mikrometeorologischer Bedingungen (Windstärke, Windrichtung) als in Kanada.



Auch bei der On-site Methode muss mit Unsicherheiten der Messergebnisse gerechnet werden. Durch das manuelle Aufspüren der Leckagen an einem bestimmten Tag, zu einem bestimmten Zeitpunkt, kann es sein, dass Emissionen nicht erfasst werden, welche im Verlauf des Tages bzw. der Woche unregelmässig auftreten. Ebenso können Emissionen übersehen werden, wenn das Biogas sehr diffus entweicht. Es ist davon auszugehen, dass die Unsicherheiten zur Bestimmung von diffusen Emissionen (flächigen Quellen) grösser sind als bei punktuellen Emissionsstellen. Die geringste Messunsicherheit liegt bei einem klar definierten Volumenstrom vor. Die Unsicherheit bei der Bestimmung der Gesamtemission ist daher vor allem abhängig von der Art der Emissionen. Mit einem Flammen-Ionisations-Detektor (FID) können die Methanverluste einzelner Leckagen sehr kleinräumig lokalisiert werden. Durch die hohe Empfindlichkeit können auch Leckagen im weiteren Umfeld der Messung erkannt werden. Die Erfassung und Quantifizierung aller Leckagen und diffusen Emissionen ermöglicht die Berechnung der aktuell emittierenden Methanfracht. Aufgrund der Unsicherheiten bei a) betriebsbedingten Schwankungen und b) der Datenerfassung sowie Interpretation der Messwerte ist mit der vorliegenden Methode ebenfalls nur eine Annäherung an die real emittierenden Gasmengen möglich. Um eine Verfälschung der Messwerte zu verhindern, wird eine Messkampagne nur dann durchgeführt, wenn die Biogasanlage im Normalbetrieb läuft. Mit dem Metharmo-Protokoll (Clauss_2019) werden die Unsicherheiten der Bestimmung von Emissionsflüssen mittels Konzentrationsmessungen und rechnerischer Ableitung durch eine genauere Messtechnik reduziert. Zum Beispiel wird der Einsatz von dynamischen oder statischen Kammern gefordert, damit die Emissionsraten messtechnisch bestimmt werden können. Die On-site Ergebnisse für die Schweizer EvEmBi-Anlagen sind demnach mit einer etwas grösseren Unsicherheit behaftet als die On-site Ergebnisse der Partnerländer.

Die IDMM weist andere methodische Schwächen auf, was sich in den Unsicherheiten der ermittelten Emissionsraten niederschlägt: zum einen stellt die bLS Modellierung Anforderungen an die Topografie an den zu messenden Standort und dessen Umgebung. Mit der zur Auswahl gestandenen landwirtschaftlichen Biogasanlagen kamen nur einzelne in Frage, welche die entsprechenden Bedingungen erfüllten. Weiter liefert das bLS Modell nur unter gewissen mikrometeorologischen Bedingungen valide Resultate, weshalb eine Qualitätsfilterung durchgeführt wurde. Das bLS Modell beinhaltet auch eine gewisse Unsicherheit. Die andere Schwäche der vorliegenden IDMM betrifft die Konzentrationsmessung. Die verwendeten GasFinder-3 weisen eine Unsicherheit in den Konzentrationsmessungen auf wie von Häni_2021 beschrieben. Mit Quervergleichen vor, während und nach den Messungen und einer Filterung können diese grösstenteils korrigiert werden. Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass, je grösser die Konzentrationsüberhöhung zwischen Hintergrund und Abluffahne ist, desto weniger wirkt sich die Unsicherheit in der Konzentrationsmessung auf die Emission aus. Die beiden Unsicherheiten führen dazu, dass die gemessenen Emissionen variieren. Es kann sogar vorkommen, dass einzelne Emissionsintervalle null oder negativ sind. Dies entspricht aber nicht der Realität, da eine Emissionsaktivität auf landwirtschaftlichen Betrieben immer zu erwarten ist. Es wäre aber falsch, diese Emissionsintervalle zu löschen. Dadurch würde man einen Fehler einführen und die mittleren Emissionen erhöhen. Darum ist es wichtig, über eine grosse Anzahl Emissionsintervalle zu verfügen, um einen vertrauenswürdigen Mittelwert berechnen zu können. Dafür sind Messkampagnen von mehreren Tagen bis Wochen nötig.

Rechnerisch können sich negative Werte für die Emissionen ergeben, wenn der Unterschied zwischen Hintergrund und Abluffahne gering ist. Das ist grundsätzlich bei hohen Windgeschwindigkeiten und/oder instabilen atmosphärischen Bedingungen der Fall. Bei den untersuchten Schweizer Biogasanlagen kamen jeweils zusätzlich externe Quellen hinzu. Für diese wurde im Modell jeweils ein konstanter Wert abgezogen. Es ist aber bekannt, dass die enterische Fermentation, welche die Hauptquelle der externen Quellen bildete, auch schwanken kann. Dadurch ist es möglich, dass je nachdem zu grosse oder zu kleine Frachten für die externen Quellen angerechnet wurden. Die GasFinder haben eine gewisse Unsicherheit, und es kann sein, dass der Hintergrund Sensor zu einem gewissen Zeitpunkt zu hohe und der downwind Sensor gleichzeitig zu niedrige Konzentrationen anzeigt. Daher kann es



vorkommen, dass die negative Werte für die Emissionen errechnet werden, wenn der gemessene Konzentrationsunterschied negativ ist. Auch der gegenteilige Fall kann vorkommen, sodass die Emissionen höher angegeben werden, als sie eigentlich sind. Da wir aber die Emissionshöhe in Wirklichkeit nicht kennen, ist es wichtig, die so bestimmten Messwerte stehen zu lassen, damit sich mögliche Fehler im Mittel wieder ausgleichen. Für die Konzentrationsschwelle wurde ein Filterungswert von $-0.08 \text{ mg CH}_4/\text{m}^3$ verwendet. Laut Hersteller beträgt die Unsicherheit für die Settings ca. $0.02 \text{ mg}/\text{m}^3$. Ergo könnte es $-0.04 \text{ mg}/\text{m}^3$ geben in der Konzentration, ohne dass Fehler vorliegen. Aus der Erfahrung (Häni_2021), kann der Fehler aber grösser sein und darum wurde der Wert von $-0.08 \text{ mg}/\text{m}^3$ (Abluftfahne – Hintergrund) verwendet.

6 Schlussfolgerungen und Fazit

Auf methodischer Ebene hat EvEmBi einen wichtigen Beitrag zum verbesserten Verständnis und zur Einordnung des optimalen Einsatzbereichs der Fernmess- und On-site Methodik bei Emissionsmessungen auf landwirtschaftlichen und gewerblich-industriellen Biogasanlagen geleistet. Auf inhaltlicher Ebene hat EvEmBi die Aufmerksamkeit auf die Dichtigkeit von Biogasanlagen erhöht und das Kosten-Nutzen-Verhältnis von Emissionsminderungsmassnahmen ermittelt. Dabei zeigte die Auswertung der Emissionsmessungen in den Ländern Deutschland, Österreich, Schweden und der Schweiz, dass eine Unterscheidung in Normalbetrieb und Nicht-Normalbetrieb für die Interpretation der Emissionen relevant ist. Zur Minderung von Emissionen im Normalbetrieb sind bauliche oder technische Investitionen nötig, für nicht-normalbetriebliche Emissionen wie z.B. Leckagen können Investitionen in Reparaturen nötig werden, es sei denn sie können durch Wartungsarbeiten behoben bzw. vermindert werden. Für das Erreichen eines Nettogewinns bei der Kosten-Nutzen-Analyse von Emissionsminderungsmassnahmen hat sich das Schweizer Modell der CO₂-Kompensation für landwirtschaftliche Biogasanlagen als bedeutsame Option gezeigt. Im Rahmen des Projekts wurden Empfehlungen für freiwillige Methanemissionsmessprogramme und Positionspapiere in Zusammenarbeit der Partner aus Deutschland, Österreich, Schweden und der Schweiz erarbeitet und auf europäischer Ebene kommuniziert. Darüber hinaus wurden in Österreich und der Schweiz freiwillige Methanmessprogramme auf- bzw. ausgebaut, welche über das Projektende hinweg Bestand haben und für die Branchen wichtig sind. Auf wissenschaftlicher Ebene sind zwei peer-reviewed Publikationen in Erarbeitung, eine zu den Ergebnissen der On-site Messungen und eine zu den Ergebnissen der Fernmessung.



7 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Im Sommer 2019 begann Ökostrom Schweiz mit der Entwicklung des eigenen Methanmessprogramms als Branchenlösung. Ziel des internen Methanmessprogramms ist die regelmässige Kontrolle der Anlagen, die Sensibilisierung der Anlagenbetreiber und die Minimierung von Methanverlusten. Während die Klimaschutzprojektanlagen schon seit mehreren Jahren einmal jährlich an externen Methanemissionsmessungen teilnehmen, können jetzt alle Anlagen auch von internen Methanmessungen profitieren. Im Jahr 2020 wurden schon 13 Biogasanlagen intern kontrolliert. Mit den externen Methanmessungen zusammengekommen wurden im Jahr 2020 schon bald 50% unserer Mitgliedsanlagen kontrolliert (Tabelle 18).

Tabelle 18. Aktueller Stand freiwilliger Methanmessungen auf landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Methanmessungen erfolgen bei Mitgliedsanlagen von Ökostrom Schweiz extern und seit 2019 auch intern.

Anzahl	2019	2020
Intern kontrollierte BGA	3	13
Extern kontrollierte BGA	36	38
Summe Kontrollen	39	51
Bestand Mitgliedsanlagen	100	104

Zur Umsetzung des eigenen Messprogramms wurden vier Methanleckagemessgeräte angeschafft:

1. Mini Snooper, Firma Sewerin. Kleines Handgerät mit Batterien. Messbereich Methan: 0-10'000 ppm. Geeignet für Stichprobenkontrollen, kleine Leckagen an gut erreichbaren Stellen.
2. Ex Tec PM 4, Firma Sewerin. Mit Teleskopsonde 1 Meter. Messgerät mit Netzgerät. Unterer Messbereich Methan: 0-10'000 ppm. Oberer Messbereich: bis 100 Vol%. Standardgerät. Gut geeignet für die meisten Messungen.
3. Variotec 460 Ex, Firma Sewerin. Mit Teleskopsonde 4 Meter. Messgerät mit Netzgerät. Unterer Messbereich Methan: 0-100'000 ppm. Oberer Messbereich: bis 100 Vol%. Spezialgerät mit langer Sonde für Anlagen mit schwerer erreichbaren Messstellen, z.B. hohe Fermenterkronen.
4. OLLI, Firma Esders GmbH. Mit Teleskopsonde 4 Meter. Messgerät mit Netzgerät. Unterer Messbereich: 0-22'000 ppm. Oberer Messbereich: bis 100 Vol%. Spezialgerät mit langer Sonde für Anlagen mit schwerer erreichbaren Messstellen, z.B. hohe Fermenterkronen.

Zusätzlich wurde für die Umsetzung des Messprogramms ein abgestimmter Mess- und Beurteilungsplan erstellt. Der Mess- und Beurteilungsplan dient der koordinierten Vorgehensweise und bildet die Vorlage für eine praxisverständliche Ergebnisdarstellung. Damit alle Mitgliedsanlagen von Ökostrom Schweiz von den internen Kontrollen in Form einer Schulung profitieren können, finden intern auch Schulungen der Mitarbeiter von Ökostrom Schweiz statt, welche Messungen durchführen. So können Anlagen der Deutsch- und Westschweiz bedient werden. Die internen Emissionskontrollen werden nach Möglichkeit zusammen mit dem Anlagenbetreiber durchgeführt. Im Nachgang einer internen Emissionskontrolle wird ein Messbericht erstellt, der den Betreibern die Messergebnisse nachvollziehbar aufzeigt.



Nach einer internen Emissionskontrolle durch Ökostrom Schweiz zusammen mit dem Anlagenbetreiber, sollte dieser in der Lage sein, die Messung selbständig zu wiederholen. Die Methanleckagemessgeräte können dazu von den Betreibern ausgeliehen werden. Zusätzlich haben wir eine Checklist für die Anlagenbetreiber geschrieben, die sie für die Kontrolle ihrer Anlage nutzen können, indem sie diese „abarbeiten“. Diese Checklist wurde in Anlehnung an die Checkliste der TRAS 120 (Sicherheitstechnisches Regelwerk, TRAS 120_2018) aus Deutschland verfasst, spezifisch auf Methanemissionen fokussiert. Eine Aktualisierung oder Ausweitung der Checkliste ist jederzeit möglich.

Für die Zukunft ist vorgesehen, die Mess- und Emissionsdaten unserer Mitgliedsanlagen in die Mitgliederberatung zu integrieren. Ähnlich wie beim bisherigen Vergleich technischer, biologischer und wirtschaftlicher Parameter im Benchmarking, können Emissionsdaten zusätzlich Auskunft geben über die Anlageneffizienz. Vor allem wenn zusätzlich Informationen zu Minderungsmaßnahmen vorhanden sind, können die Emissionswerte zum Beratungstool werden.

8 Nationale und internationale Zusammenarbeit

Der nationale und internationale Austausch innerhalb der Messteams hat einen Beitrag dazu geliefert, die eigene Messmethodik zu schärfen und sich mit den jeweiligen Stärken und Schwächen der verschiedenen Ansätze intensiv auseinanderzusetzen. Die nationale Messstrategie konnte so geschärft und die wichtigsten Erkenntnisse in das nationale Branchenkonzept überführt werden. Der Austausch verschiedener Messansätze führt darüber hinaus zu einem vertieften Verständnis der jeweils anderen Vorgehensweise. Unterschiede und Gemeinsamkeiten können herausgearbeitet werden, was wiederum die Grundlage für eine valide Vergleichbarkeit der erzielten Messresultate bildet.

Die gemeinsame Diskussion von Herausforderungen, Ergebnissen und Schlussfolgerungen in einem internationalen Konsortium ermöglicht eine vertiefte Erkenntnis und bessere Einordnung der nationalen Resultate und die Überführung in einen übergeordneten internationalen Kontext. Die gemeinsame Publikation wichtiger Projektergebnisse trägt zu einer deutlich grösseren Reichweite und Sichtbarkeit der Arbeit bei.

Grundsätzlich führen die gemeinsamen Diskussionen und der breite Austausch auch zu einer stärkeren Sichtbarkeit der eigenen Aktivitäten bei den internationalen Partnern und umgekehrt. Die Reichweite der eigenen Arbeit wird deutlich erhöht. Die Erfahrungen und Strategien der Partner können für die eigene Arbeit genutzt werden. Insbesondere in Bezug zur Weiterentwicklung nationaler Messkonzepte wurden die Erfahrungen breit diskutiert, gerade auch unter Einbezug der jeweils nationalen Rahmenbedingungen und Einflussgrössen. Vor allem negative Erfahrungen und Rückschläge sind wertvolle Erfahrungen, um diese in den Planungen der eigenen Strategie berücksichtigen zu können.



9 Kommunikation

Die Berichterstattung des Gesamtprojektes zuhanden des ERA-Netzwerks erfolgte auf Englisch. Es gab einen Zwischenbericht im September 2019 und einen Schlussbericht im Juni 2021, der von der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe an die Förderinstitutionen des EvEmBi-Projektes in Österreich und der Schweiz weitergeleitet wurde. Innerhalb der Länder erfolgte die Berichterstattung in den jeweiligen Landessprachen. Zur weiteren Bekanntmachung des Projekts während der Laufzeit wurden auch zwei ERA-Net Newsletter-Beiträge 2019 und 2020 verfasst.

Für die weitere Verbreitung der Ergebnisse wurden im Rahmen des Projekts die nationalen Positionspapiere, die freiwilligen Vereinbarungen, die Emissionsmesstechniken und die Emissionsminderungsmaßnahmen in nationalen Anlagenbetreiberworkshops vorgestellt. Ein gemeinsames, europäisches Webinar wurde mit der EBA organisiert und fand online im Januar 2021 statt. Die Projektergebnisse wurden im Rahmen des Abschlussseminars an der CMP-Konferenz im März 2021 präsentiert (siehe [CMP: V. CMP \(bioenergie-events.de\)](http://CMP: V. CMP (bioenergie-events.de))).

Von Seiten Ökostrom Schweiz wurde das Projekt, die Bedeutung von Emissionen und die Aktivitäten der Branche sowohl auf nationaler als auch internationaler Ebene in den Jahren 2019-2021 an den folgenden Anlässen kommuniziert:

- Scharfy, Deborah (2019): Bewertung und Reduktion von Methanemissionen landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Bioenergieforschungstagung des Bundesamtes für Energie, Bern. 05.09.2019.
- Scharfy, Deborah (2020): CO₂-certification of Swiss agricultural biogas plants – the role of methane emission measurements. Biogas Convention International, 08.12.2020 (online)
- Scharfy, Deborah (2021): Agricultural biogas in Switzerland. Biogas Channel. Webinterview. <https://www.biogaschannel.com/en/speakers/934/deborah-scharfy/>
- Ökostrom Schweiz, Fachverband landwirtschaftliches Biogas (ED.) (2021): Positionspapier Methanemissionen: Die Reduktion von Treibhausgasen als Zielsetzung. Available online at https://oekostromschweiz.ch/wp-content/uploads/%C3%96S_Positionspapier_CH4_final.pdf

Von Seiten der Partnerländer wurden ebenfalls einige Kommunikationsaktivitäten während der Projektlaufzeit durchgeführt:

- Clauß, Tina; Reinelt, Torsten; Rensberg, Nadja; Liebetrau, Jan (2019): Strategien zur Minderung diffuser Methanemissionen an Biogasanlagen. VDI-Wissensforum "Diffuse Emissionen". Düsseldorf, 05/14/2019.
- Clauß, Tina; Reinelt, Torsten; Rensberg, Nadja; Liebetrau, Jan (2019): Methanemissionen des deutschen Biogasanlagenbestands und geeignete Minderungsmaßnahmen. 13. Rostocker Bioenergieforum. Rostock, 06/13/2019.
- Clauß, Tina; Daniel-Gromke, Jaqueline; Reinelt, Torsten; Liebetrau, Jan (2019): Treibhausgas-Emissionen und Treibhausgas-Bilanzen im Biogassektor. FNR/KTBL-Kongress - Biogas in der Landwirtschaft. Leipzig, 09/10/2019.
- Clauß, Tina (2019): Methane emission reduction strategies and determination of emission factors at biogas plants. Industrial Methane Measurement Conference. Rotterdam (Netherlands), 05/22/2019.
- Wechselberger, Viktoria; Huber-Humber, Marion; Ottner, Reinhold; Meixner, Katharina; Knoll, Lukas; Hrad, Marlies (2019): Evaluation of methane emissions from different Austrian biogas plants



using harmonized methods including an open-path technology. 17th International Waste Management and Landfill Symposium. Cagliari (Italy), 09/30/2019 – 10/04/2019.

- Clauß, Tina (2019): Evaluation and reduction of methane emissions from different European biogas plant concepts (EvEmBi). In: NEWSLETTER ERA-NET BIOENERGY / BESTF3 (October 2019), pp. 13 - 14. Available online at: <https://eranetbioenergy.net/file/download/59824111>
- Clauß, Tina (2020): Fugitive methane emissions at biogas plants and possible mitigation measures. EBA workshop – Quantification of GHG emissions from biogas plants. Brussels (Belgium), 01/29/2020
- Vesenmaier, Angela (2020): Case study presentation on methane emissions at agricultural biogas plants. Stakeholder workshop: the opportunities and barriers to achieving methane emission reductions in waste and agriculture through biogas production. European Commission, Online, 07/17/2020.
- Wechselberger, Viktoria; Reinelt, Torsten; Clauß, Tina; Vesenmaier, Angela; Yngvesson, Johan; Meixner, Katharina; Bühler, Marcel; Scharfy, Deborah; Knoll, Lukas; Huber-Humer, Marion; Hrad, Marlies (2020). Minimierung von Biogasverlusten. Teil 1. Biogaskongress 2020, online, 10.12.2020-11.12.2020. (Oral presentation in German)
- Bogner, Johanna (2020). Minimierung von Biogasverlusten. Teil 2. Biogaskongress 2020, online, 10.12.2020-11.12.2020. (Oral presentation in German)
- Clauß, Tina (2020): Evaluation and reduction of methane emissions from different European biogas plant concepts (EvEmBi). In: NEWSLETTER ERA-NET BIOENERGY / BESTF3 (October 2020), pp.6 – 7. Available online at: <https://eranetbioenergy.net/latest-newsletters/>

Der Projektabschluss fand mit online-Präsentationen im Rahmen einer eigenen EvEmBi-Session an der V. CMP Konferenz der DBFZ mit dem Titel «International Conference on Monitoring & Process Control of Anaerobic Digestion Processes» am 25.03.2021 statt:

- Angela Vesenmaier, Martin Reiser (2021): Evaluation and Reduction of Methane Emissions from different European Biogas Plant Concepts – An Introduction of the EvEmBi Project. V.CMPCMP V Conference on Monitoring & Process Control of Anaerobic Digestion Processes. Online, 03/25/2021.
- Wechselberger, Viktoria; Reinelt, Torsten; Clauß, Tina; Vesenmaier, Angela; Yngvesson, Johan; Meixner, Katharina; Bühler, Marcel; Scharfy, Deborah; Scheutz, Charlotte; Knoll, Lukas; Huber-Humer, Marion; Hrad, Marlies (2021). Evaluation of methane emissions from different European biogas plant concepts using harmonized methods including on-site and ground-based remote sensing approaches. V.CMP Conference on Monitoring & Process Control of Anaerobic Digestion Processes. Online, 03/25/2021.
- Knoll, Lukas; Clauß, Tina (2021). Model to Estimate Methane emissions of Different Biogas plant concepts and national biogas plant Stocks. V.CMP Conference on Monitoring & Process Control of Anaerobic Digestion Processes. Online, 03/25/2021.
- Dahl, Jonas; Yngvesson, Johan; Wechselberger, Viktoria; Mieke, Decorte (2021). Evaluation of methane emission reduction measures and cost-benefit-analysis. V.CMP Conference on Monitoring & Process Control of Anaerobic Digestion Processes. Online, 03/25/2021.



10 Publikationen

- European Biogas Association (EBA) (2020): Minimum requirements of European voluntary systems for self and external inspection of possible methane emissions on biogas and biomethane plants. With assistance of EvEmBi project consortium. Available online at <https://www.european-biogas.eu/category/publications/>. EBA-Publikationen
- European Biogas Association (EBA) (2020): Methane emission mitigation strategies. Information sheet for biogas industry. With assistance of EvEmBi project consortium. Edited by European Biogas Association (EBA). Available online at <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2020/05/Methane-emission-mitigation-strategies-info-sheet-for-biogas-industry.pdf>
- Clauß, Tina et al. (2019): Methane emission reduction strategies and determination of emission factors at biogas plants. Industrial Methane Measurement Conference. Rotterdam (Niederlande), 22.05.2019. (Oral presentation)
- Clauß, Tina; Reinelt, Torsten; Rensberg, Nadja; Liebetrau, Jan (2019): Methanemissionen des deutschen Biogasanlagenbestands und geeignete Minderungsmaßnahmen. In: Michael Nelles (Hg.): 13. Rostocker Bioenergieforum. am 13.-14.06.2019 an der Universität Rostock. Univ., Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft (Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, 87), S. 179-187.
- Clauß, Tina; Reinelt, Torsten; Liebetrau, Jan (2019): Strategien zur Minderung diffuser Methanemissionen an Biogasanlagen. In: 8. VDI-Fachtagung Diffuse Emissionen 2019. Düsseldorf, 05/14-15/2019. 8. VDI-Fachtagung Diffuse Emissionen. Düsseldorf, 05/14-15/2019: VDI (VDI-Berichte, 2352), pp. 19–26.
- Clauß, Tina; Daniel-Gromke, Jaqueline; Reinelt, Torsten; Liebetrau, Jan (2019): Treibhausgas-Emissionen und Treibhausgas-Bilanzen im Biogassektor. In: Biogas in der Landwirtschaft. Stand und Perspektiven. FNR/KTBL-Kongress - Biogas in der Landwirtschaft. Leipzig, 09/09-10/2019. Darmstadt: KTBL (KTBL-Schrift, 517), pp. 273–279.
- Fachverband Biogas e.V. (Ed.) (2020): Hintergrundpapier H-011 Methanemissionen an Biogasanlagen. Available online at <https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/de-hintergrundpapiere>, checked on 10/01/2020
- Kompost & Biogas Verband Österreich (Ed.) (2020): Erhebung und Verminderung von Methanemissionen in Biogasanlagen. Teil I: Einführung in die Thematik. Available online at <https://www.kompost-biogas.info/evembi/>, checked on 10/28/2020.
- Kompost & Biogas Verband Österreich (Ed.) (2020): Erhebung und Verminderung von Methanemissionen in Biogasanlagen. Teil II: Freiwilligensystem. Available online at <https://www.kompost-biogas.info/evembi/>, checked on 10/28/2020.
- Wechselberger, Viktoria; Huber-Humber, Marion; Ottner, Reinhold; Meixner, Katharina; Knoll, Lukas; Hrad, Marlies (2019): Evaluation of methane emissions from different Austrian biogas plants using harmonized methods including an open-path technology. 17th International Waste Management and Landfill Symposium. Cagliari (Italy), 30.09.2019-04.10.2019. (Oral presentation)
- Ökostrom Schweiz, Fachverband landwirtschaftliches Biogas (ED.) (2021): Positionspapier Methanemissionen: Die Reduktion von Treibhausgasen als Zielsetzung. Available online at https://oekostromschweiz.ch/wp-content/uploads/%C3%96S_Positionspapier_CH4_final.pdf



- Avfall Sverige, Svenskt Vatten (2020): Position paper - Egenkontroll Metanemissioner, Distributed to member of Swedish water association and Swedish Waste Management Association.

11 Literaturverzeichnis

- Clauss_2019 Recommendations for reliable methane emission rate quantification at biogas plants. Clauss, T., Reinelt, T., Lieetrau, J., Vesenmair, A., Reiser, M., Flandorfer, C., Stenzel, S., Piringer, M., Fredenslund, A., Scheutz, C., Hrad, M., Ottner, R., Huber-Humer, M., Innocenti, F., Holmgren, M., Yngvesson, J. DBFZ Report No. 33 (2019)
- EBA_2020a Minimum requirements for European voluntary systems for self and external inspection of possible methane emissions on biogas and biomethane plants. European Biogas Association, Brüssel, Belgien (2020). [Minimum-requirements-for-European-voluntary-systems.pdf \(europeanbiogas.eu\)](#)
- EBA_2020b Methane emission mitigation strategies. Information sheet for biogas industry. European Biogas Association, Brüssel, Belgien (2020). [Methane emission mitigation strategies – information sheet for biogas industry | European Biogas Association](#)
- Flesch_1995 Backward-time Lagrangian stochastic dispersion models and their application to estimate gaseous emissions. Flesch, T. K., Wilson, J. D., & Yee, E., *Journal of Applied Meteorology*, 34(6), 1320–1332 (1995)
- Flesch_2004 Deducing ground-to-air emissions from observed trace gas concentrations: a field trial. Flesch, T. K., Wilson, J. D., Harper, L. A., Crenna, B. P., & Sharpe, R. R., *Journal of Applied Meteorology*, 43(3), 487–502 (2004)
- Flesch_2011 Fugitive methane emissions from an agricultural biodigester. Flesch, T.K., Desjardins, R.L., Worth, D. *Biomass and Bioenergy*, 35, 3927-3935 (2011).
- FOEN_2018 Switzerland's Greenhouse Gas Inventory 1990-2016. National Inventory Report. Bern, Switzerland: Federal Office for the Environment (2018).
- FOEN_2020 Switzerland's Greenhouse Gas Inventory 1990-2018. National Inventory Report. Bern, Switzerland: Federal Office for the Environment (2020).
- Harper_2010 The effect of biofuel production on swine farm ammonia and methane emissions. Harper, L.A., Flesch, T.K., Weaver, K.H., Wilson, J.D. *Journal of Environmental Quality* 39, 1984-1992 (2010).
- Haenel_2018 Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2016 : Report on methods and data (RMD) Submission 2018. Haenel H-D, Rösemann C, Dämmgen U, Döring U, Wulf S, Eurich-Menden B, Freibauer A, Döhler H, Schreiner C, Osterburg B. Braunschweig: Johann Heinrich von Thünen-Institut, 424 p, Thünen Rep 57 (2018).



- Häni_2018 Accounting for field-scale dry deposition in backward Lagrangian Stochastic dispersion modelling of NH₃ emissions. Häni, C., Flechard, C., Neftel, A., Sintermann, J., Kupper, T. *Atmosphere* 9 (4): 146 (2018).
- Häni_2021 Performance of open-path GasFinder3 devices for CH₄ concentration measurements close to ambient levels. Häni, C., Bühler, M., Neftel, A., Ammann, C., & Kupper, T. (2020). *Atmospheric Measurement Techniques*, 14, 1733-1741 (2021).
- IPCC_2006 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Chapter 10: Emissions from Livestock and Manure Management. Eggleston et al. (2006).
- IPCC_2019 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Chapter 10: Emissions from Livestock and Manure Management. Gavrilova et al. (2019).
- Liebetrau_2013 Analysis of greenhouse gas emissions from 10 biogas plants within the agricultural sector. Liebetrau, J.; Reinelt, T.; Clemens, J.; Hafermann, C.; Friehe, J.; Weiland, P. *Water Science and Technology* 67: 1370-1379 (2013).
- Meyer-Aurich_2016 Comparative advantage of maize-and grass-silage based feedstock for biogas production with respect to greenhouse gas mitigation. Meyer-Aurich, A., Lochmann, Y., Klauss, H., Prochnow, A. *Sustainability* 8 (7): 617 (2016).
- Oester_2018 Methodenbeschrieb Emissionskontrolle Biogas. (V1.0), Oester Messtechnik GmbH, Thun, Schweiz (2018).
- Ökostrom_2021 Positionspapier Methanemissionen: Die Reduktion von Treibhausgasen als Zielsetzung. Genossenschaft Ökostrom Schweiz, Winterthur, Schweiz (2021). [ÖS Positionspapier CH4 final.pdf \(oekostromschweiz.ch\)](#)
- Rettenberger_2004 Arbeitshilfe Deponiegas. Materialien Band 65. Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen. Essen, Deutschland (2004)
- Scheutz_2019 Total methane emission rates and losses from 23 biogas plants. Scheutz, C. & Fredenslund, A.M. *Waste Management* 97, 38-46 (2019).
- TRAS 120_2018 TRAS 120. Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Bonn. (2018)
- Westerkamp_2014 KlimaCH₄. Klimateffekte von Biomethan. Westerkamp, T., Reinelt, T., Oehmichen, K., Ponitka, J., Naumann, K. DBFZ Report Nr. 20 (2014)
- Wechselberger_2021 Methane losses from different biogas plant technologies. Wechselberger, V., Scharfy, D., Anspach, V., Reinelt, T., Dahl, J., Hrad, M. *Chemical Engineering & Technology* (2021). In Vorbereitung.