

FH MÜNSTER
University of Applied Sciences

NAARMANN

Abschlussbericht ReMolk

Dekarbonisierung der Energieversorgung einer Molkerei
durch die anaerobe Vergärung landwirtschaftlicher
Rohstoffe

Projektlaufzeit: 23.04.2023 – 23.04.2025

Aktenzeichen: 38563/01-23

Autoren:

Tim Harms-Ensink, M.Eng.

Jurek Häner, M.Eng.

Dipl.-Ing. Sylke Mehnert

Prof. Dr.-Ing. Elmar Brügging

FH Münster – University of Applied Sciences
Fachbereich Energie·Gebäude·Umwelt
Institutsverbund Ressourcen, Energie und Infrastruktur
Steigerwaldstraße 39
48565 Steinfurt

Tel : +49 (0) 2551 9-62420
Mob: +49 (0) 179 5495 481
Mail: bruegging@fh-muenster.de

gefördert durch

DBU Q
Deutsche
Bundesstiftung Umwelt
www.dbu.de

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	38563/01-23	Referat	23	Fördersumme	122.424 €
Antragstitel	Dekarbonisierung der Energieversorgung einer Molkerei durch die anaerobe Vergärung landwirtschaftlicher Rohstoffe				
Stichworte					
Laufzeit		Projektbeginn		Projektende	Projektphase(n)
24 Monate		23.04.2023		23.04.2025	1
Bewilligungsempfänger	FH Münster Fachbereich Energie·Gebäude·Umwelt Stegerwaldstraße 39 48565 Steinfurt	Tel Fax	02551 9-62420 02551 9-62717	Projektleitung: Prof. Dr.-Ing. Elmar Brügging	
Kooperationspartner	Privatmolkerei Naarmann Matthias Kemper Wettringer Straße 58 48482 Neuenkirchen	Bearbeiter:	Tim Harms-Ensink, M.Eng. Dipl.-Ing. Sylke Mehnert Björn Krüp, M.Sc.		

Zielsetzung und Anlass des Vorhabens

Der Erdgasbedarf der Europäischen Union betrug für das Jahr 2024 ca. 340 Mrd. m³ (Eurostat 2025). Gleichzeitig sieht die Europäische Union einen Ausbau der Biomethanerzeugung auf 35 Mrd. m³/a vor. Hintergrund sind steigende Energiepreise bzw. das Ziel einer unabhängigen sowie dekarbonisierten Energieerzeugung. Ergänzend besteht das Ziel eine möglichst nachhaltige Energiebereitstellung sicherzustellen, indem organische Abfälle aus land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen genutzt werden (European Commission 2023).

Die Privatmolkerei Naarmann, wie auch die gesamte Milchwirtschaft strebt im dargestellten Rahmen eine wirtschaftlich sinnvolle Dekarbonisierung der Milchverarbeitung an. Die bereits abgeschlossenen Untersuchungen zur anaeroben Abwasserbehandlung, mit dem Ziel fossiles Erdgas zu substituieren (Projekt EnerMolk, FKZ: 35227) hatten zum Ergebnis, dass ein Anteil von 6-8 % des Energiebedarfs mit Hilfe des bei der Molkerei anfallenden Abwassers gedeckt werden können. Dieser Weg, eine nachhaltige und defossilisierte Energieversorgung umzusetzen, soll mit diesem Projekt weiter fortgesetzt werden.

Ein weiterer Baustein zur Erreichung dieses Ziels ist die anaerobe Vergärung von Reststoffen aus der Milchviehhaltung. So können die Reststoffe, die im Kontext der Milchproduktion anfallen genutzt werden, um die Milchverarbeitung energetisch zu versorgen. Im Umkreis von 60 km beliefern ca. 200 landwirtschaftliche Betriebe die Privatmolkerei Naarmann mit Milch. Die Reststoffpotentiale dieser Betriebe in Form von Mist, Gülle und pflanzlichen Reststoffen gilt es zu erschließen und energetisch zu nutzen.

Das Ziel des Projekts ist es, ein Konzept zur nachhaltigen und dekarbonisierten Energieversorgung der Privatmolkerei Naarmann auf Grundlage der vorhandenen landwirtschaftlichen Reststoffe zu entwickeln. Damit wird ein übertragbares, vorbildhaftes Konzept zur Anwendung erneuerbarer Energien für die Milchwirtschaft bzw. die Lebensmittelindustrie erarbeitet.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Grundlage der Erdgassubstitution stellt das Energiesystem der Molkerei dar, welches zu Beginn analysiert und dargestellt wird. Dabei stehen die Menge der jährlich genutzten Energie und der Nutzungspfad innerhalb der Molkerei im Vordergrund. Zusätzlich wird der zeitliche Verlauf der Energienutzung betrachtet, um Lastgänge und Verbraucherspitzen zu identifizieren. Die Betrachtung der benötigten Energiemengen ist damit abgeschlossen und lässt sich dann dem vorhandenen energetischen Potenzial aus der Produktionskette bzw. regionalen Energieüberschüssen gegenüberstellen. Die verfügbaren Reststoffmengen aus den rohmilchliefernden Betrieben werden mit ihrer räumlichen Verortung erfasst und das entsprechende energetische Potenzial, welches aus den Reststoffen der landwirtschaftlichen Betriebe

hervorgeht, gemäß VDI-Richtlinie 4630 über den Methanertrag der Wirtschaftsdünger bestimmt. Daraufhin werden unterschiedliche Verfahrensvarianten zur regenerativen Energieversorgung der Molkerei entwickelt, die sich nachfolgenden Kriterien unterscheiden können:

- Größe der Anlage bzw. Einzugsgebiet der Reststoffe
- Aufbereitung des produzierten Biogases zu Biomethan
- Aufbereitung der Reststoffe

Die entwickelten Verfahrenskonzepte werden bewertet und das aussichtsreichste Konzept für die praktische Umsetzung vorbereitet. Dabei geht es neben wirtschaftlichen und logistischen Kriterien auch insbesondere um eine möglichst hohe Substitution von Erdgas und eine entsprechende CO₂-Reduzierung.

Das Alleinstellungsmerkmal des Projekts besteht darin, dass die Dekarbonisierung der Molkerei auf Grundlage der Reststoffe aus der vorgelagerten Produktionskette erfolgen, bei der eine umfassende Treibhausgasminderung im Gesamtsystem forciert wird.

Ergebnisse und Diskussion

Die Analyse des Energiesystems der Molkerei Naarmann zeigte, dass im Jahr 2022 ein Erdgasbedarf von über 54 GWh/a bestand. Durch laufende Elektrifizierungsmaßnahmen und Prozessoptimierungen kann dieser Bedarf zukünftig auf etwa 17 GWh/a reduziert werden. Diese Zielgröße definiert den Umfang der erforderlichen Erdgassubstitution. Das ermittelte regionale Biogaspotenzial von rund 84 GWh/a (9,63 MW) übersteigt den Bedarf der Molkerei deutlich. Etwa die Hälfte der befragten Milchviehbetriebe verfügt bereits über energetische Nutzungskonzepte, sodass das tatsächlich verfügbare Potenzial geringer ausfällt.

In der Konzeptentwicklung wurden vier Ansätze zur Nutzung organischer Reststoffe geprüft: zentrale und dezentrale Biomethananlagen, Rohgascluster sowie die Nutzung einer einzelnen Bestandsanlage. Die Bewertung nach ökologischen, wirtschaftlichen und logistischen Kriterien ergab, dass das Konzept des Rohgasclusters die besten Gesamtwert erzielt. Es kombiniert geringe Investitionskosten mit hoher Flexibilität, die Einbindung lokaler Energieüberschüsse (z. B. Klärgas) und einem Substitutionsgrad von bis zu 83 %. Im bevorzugten Szenario, das die Erweiterung zweier Bestandsanlagen um jeweils 443 kW sowie die Integration der Kläranlage vorsieht, ergibt sich eine Gesamtleistung von 1.618 kW und eine jährliche Energieerzeugung von 14,2 GWh/a. Damit kann der Erdgasbedarf der Molkerei nahezu vollständig gedeckt werden. Die kalkulierten Biogaserzeugungskosten liegen zwischen 6,9 und 8,7 ct/kWh, was zu erwarteten minimale Gesamtenergiebezugskosten von 5,9 ct/kWh führt.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Die Zielgruppe des Projekts ist zum einen die lebensmittelverarbeitende Industrie, welche wie auch die milchverarbeitenden Betriebe einen Zugriff auf signifikante Reststoffmengen hat. Eine unabhängige bzw. klimaschonende Energieversorgung dieses Sektors ist insbesondere aufgrund der gestiegenen Energiekosten sowie der betrieblichen THG-Minderungsziele sinnvoll. Andererseits zielt das Projekt darauf ab, Landwirte bzw. Biogasanlagenbetreibern aufzuzeigen, auf welchem Weg eine direkte Versorgung der lokal ansässigen Unternehmen möglich ist. Darüber hinaus ließen sich die in diesem Projekt entwickelten Konzepte ebenfalls auf Bestandsanlagen, die sich dem Ende der ersten EEG-Förderperiode nähern, anwenden. Im Zuge dessen wurden bereits folgende Maßnahmen zur Öffentlichkeitsarbeit und Verbreitung der Ergebnisse durchgeführt:

Artikel und Pressemitteilungen

- Tim Harms-Ensink, Sylke Mehnert, Jurek Häner, Matthias Kemper und Elmar Brügging (2023) Remolk – Forschungsprojekt der FH Münster befasst sich mit zukunftsorientierter Energieversorgung der milchverarbeitenden Industrie in DMW – die Milchwirtschaft. 22-23/2023 (14. Jg.)
- (2023) Milchprodukte nachhaltig herstellen: Forschungsprojekt „ReMolk“ startet Pressemitteilung der FH Münster vom 07.07.2023. verfügbar unter: <https://www.fh-muenster.de/legacy/news/index.php?newsId=3156>
- (2023) Milchprodukte nachhaltig herstellen – Forschungsprojekt „ReMolk“ der FH Münster und der Privatmolkerei Naarmann in Westfälische Nachrichten vom 15.07.2023

Vorträge

- Sylke Mehnert, Jurek Häner, Tim Harms-Ensink, Elmar Brügging, Christof Wetter (2023) ReMolk. Dekarbonisierung der Energieversorgung einer Molkerei durch die anaerobe Vergärung landwirtschaftlicher Reststoffe. Sommerkolloquium des Institutsverbunds Ressourcen, Energie und Infrastruktur (IREI) der FH Münster am 15.06.2023 in Münster

- Sylke Mehnert, Jurek Häner, Tim Harms-Ensink, Elmar Brügging (2023) ReMolk. Dekarbonisierung der Energieversorgung einer Molkerei durch die anaerobe Vergärung landwirtschaftlicher Reststoffe. Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven am 11. – 12.09.2023 in Bonn
- Beitrag in: Jurek Häner (2024) Anaerobic digestion for energetic utilization of residue and waste materials and nutrient management. Biogas und anaerobe Vergärung von Rest- und Abfallstoffen in Irland am 17.09.2024 in Dublin
- Tim Harms-Ensink, Jurek Häner, Elmar Brügging. ReMolk (2025) Dekarbonisierung der Energieversorgung einer Molkerei durch die anaerobe Vergärung landwirtschaftlicher Reststoffe. 18. Biogasinnovationskongress am 21. – 22.05.2025 in Osnabrück

Posterpräsentationen

- Sylke Mehnert, Jurek Häner, Tim Harms-Ensink, Elmar Brügging (2023) ReMolk. Dekarbonisierung der Energieversorgung einer Molkerei durch die anaerobe Vergärung landwirtschaftlicher Reststoffe. Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven am 11. – 12.09.2023 in Bonn
- Tim Harms-Ensink, Sylke Mehnert, Jurek Häner, Elmar Brügging (2024) ReMolk: Dekarbonisierung der Energieversorgung einer Molkerei durch die anaerobe Vergärung landwirtschaftlicher Reststoffe. Steinfurter Bioenergiefachtagung am 29.02.2024 in Steinfurt. doi: <https://doi.org/10.25974/fhms-17840>

Sonstige

- Beitrag in Forschungsbroschüre (2024) FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSPROJEKTE 2024/2025. verfügbar unter: <https://www-backend.fh-muenster.de/team-bruegging-wetter/downloads-team-b-w/Forschungs-und-Entwicklungsprojekte-Bruegging-Wetter-2024-2025.pdf>
- Beitrag auf Webseite der FH Münster (2025) REMOLK. verfügbar unter: <https://www.fh-muenster.de/de/team-bruegging-wetter/forschung/projekte/remolk>

Fazit

Die Untersuchung zeigt, dass landwirtschaftliche Reststoffe aus der Milchviehhaltung ein erhebliches Potenzial zur Substitution fossiler Energieträger bieten. Für die Molkerei Naarmann kann der künftige Energiebedarf durch regionale Biogasquellen nahezu vollständig gedeckt werden. Das Konzept eines Rohgasclusters bestehender Biogasanlagen erweist sich dabei als technisch, wirtschaftlich und ökologisch sinnvollste Lösung, die zudem regionale Synergien schafft. Für die Umsetzung sind jedoch stabile wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen entscheidend. Mit Blick auf steigende CO₂-Preise und die zunehmende Bedeutung von nachhaltigen Energieträgern bietet das Konzept gute Zukunftsperspektiven, wobei ein Projektstart nach Auslaufen der EEG-Vergütung für die Bestandsbiogasanlagen ab 2031 realistisch ist.

KURZFASSUNG

Im Rahmen des Projekts ReMolk wurde ein erneuerbares Energieversorgungskonzept für die Milchwirtschaft anhand der die Privatmolkerei Naarmann entwickelt, das auf der Nutzung regional verfügbarer organischer Reststoffe aus der Milchviehhaltung und lokaler Energieüberschüsse basiert. Ziel ist die weitgehende Substitution fossilen Erdgases, die Reduktion von Treibhausgasemissionen sowie die Stärkung regionaler Wertschöpfungsketten.

Die Analyse des Energiesystems der Molkerei ergab für das Jahr 2022 einen Erdgasbedarf von über 54 GWh/a. Durch Elektrifizierung und Prozessoptimierungen wird dieser künftig auf rund 17 GWh/a sinken, was die Zielgröße der Erdgassubstitution darstellt. Dem gegenüber steht ein theoretisches Biogaspotenzial der regionalen Milchviehbetriebe von 9,63 MW bzw. 84,36 GWh/a. Dieses übersteigt den Bedarf deutlich, ist jedoch nur teilweise nutzbar, da etwa 50 % der Betriebe ihre Reststoffe bereits energetisch verwerten und die Rücklaufquote der durchgeföhrten Befragung 29 % betrug. Zur Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten wurden die Reststoffpotenziale geostatistisch analysiert. Darauf aufbauend entstanden vier Versorgungskonzepte:

- Zentrale Biomethananlage
- Mehrere dezentrale Biomethananlagen
- Rohgascluster aus bestehenden Biogasanlagen
- Nutzung und Erweiterung einer einzelnen Bestandsanlage

Die Konzepte wurden hinsichtlich Investitionskosten, Logistik, Treibhausgasminderung, zeitlicher Umsetzbarkeit und Übertragbarkeit bewertet. Das Rohgascluster-Konzept erwies sich dabei als die ökologisch und wirtschaftlich vorteilhafteste Variante. Es ermöglicht durch die Nutzung bestehender Biogasanlagen und die Einbindung überschüssigen Klärgases einen Substitutionsgrad von bis zu 83 % bei vergleichsweise geringen Investitionskosten.

Für zwei Bestandsanlagen wurde eine Erweiterung um jeweils 443 kW geplant. Zusammen mit dem Klärgas ergibt sich eine Gesamtleistung von 1.618 kW, was einer Energieerzeugung von 14,2 GWh/a entspricht. Die Biogasgestehungskosten liegen zwischen 6,9 und 8,7 ct/kWh, woraus sich für die Molkerei minimale Bezugskosten von etwa 5,9 ct/kWh ergeben. Die bestehende EEG-Vergütung der Biogasanlagen bis 2031 schränkt eine unmittelbare Umsetzung ein, weshalb die entwickelte Roadmap eine Realisierung ab 2031 vorsieht. Diese beschreibt die notwendigen Vorbereitungs-, Planungs- und Genehmigungsschritte für die Integration des Rohgasclusters in die Energieversorgung. Das entwickelte Konzept bietet eine praxisnahe, übertragbare Lösung für eine nachhaltige Energieversorgung in der Lebensmittelindustrie und dient als Modell für ähnliche Regionen und Betriebe.

ABSTRACT

As part of the ReMolk project, a renewable energy supply concept for the dairy industry was developed based on the Naarmann private dairy, which is based on the use of regionally available organic residues from dairy farming and local energy surpluses. The goal is to largely substitute fossil natural gas, reduce greenhouse gas emissions, and strengthen regional value chains.

The analysis of the dairy's energy system revealed a natural gas demand of over 54 GWh/a in 2022. Through electrification and process optimization, this demand is expected to decrease to around 17 GWh/a, which represents the target for natural gas substitution. In contrast, the theoretical biogas potential of regional dairy farms amounts to 9.63 MW, or 84.36 GWh/a. This potential significantly exceeds the dairy's demand but can only be partially utilized, as approximately 50% of the farms already use their residues for energy production already, and the survey response rate was only 29%. To evaluate utilization options, the residual material potentials were analyzed geostatistically and assigned to optimal locations. Based on this, four supply concepts were developed:

- Central biomethane plant
- Several decentralized biomethane plants
- Network of existing biogas plants
- Use and expansion of a single existing plant

The concepts were assessed with regard to investment costs, logistics, greenhouse gas reduction, implementation timeline, and practical feasibility. The concept based on a network of existing biogas plants proved to be the most ecologically and economically advantageous option. By utilizing existing biogas plants and integrating surplus energy from anaerobic sewage sludge treatment, it enables a substitution rate of up to 83% at comparatively low investment costs. For two existing biogas plants, an expansion of 443 kW each was planned. Together with the gas from the sewage treatment plant, this results in a total capacity of 1,618 kW, corresponding to an annual energy production of 14.2 GWh. The biogas production costs range between 6.9 and 8.7 €ct/kWh, leading to minimum expected energy procurement costs for the dairy of about 5.9 €ct/kWh. Due to the current EEG (Renewable Energy Sources Act) feed-in tariff, which runs until 2031, immediate implementation is not feasible. Therefore, the roadmap developed in this study foresees realization after 2031 and outlines the necessary preparatory, planning, and approval steps for integrating the raw gas cluster into the energy supply system. The developed concept provides a practical and transferable solution for sustainable energy supply in the food industry and can serve as a model for similar regions and enterprises.

INHALTSVERZEICHNIS

KURZFASSUNG	V
ABSTRACT.....	VI
ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	IX
TABELLENVERZEICHNIS.....	XI
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	XII
1 EINLEITUNG	1
2 MILCHVIEHWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND.....	3
2.1 Rinderhaltung in Deutschland.....	3
2.2 Haltungsformen bei Milchkühen	4
2.3 Organische Reststoffe in der Milchviehhaltung in Deutschland	5
3 BEDEUTUNG DER MILCHINDUSTRIE IN DEUTSCHLAND.....	8
4 ENERGIESYSTEM DER MOLKERI.....	10
4.1 Energetische Verbrauchsanalyse	10
4.2 Energieeinsparkonzept.....	16
4.3 Kostenstruktur	18
5 POTENZIALBESTIMMUNG DER VORHANDENEN RESTSTOFFE.....	20
5.1 Methodische Vorgehensweise zur Datenerhebung und Auswertung.....	20
5.2 Quantitative Analyse der Reststoffverfügbarkeit	20
5.3 Beprobung und Biogaspotenzialbestimmung.....	21
5.4 Geostatistische Auswertung und Standortmodellierung.....	23
6 ENTWICKLUNG VON BIOGASNUTZUNGSKONZEPTEN.....	26
6.1 Festlegung der Bewertungskriterien.....	26
6.2 Integration lokaler Energieüberschüsse	27
6.3 Entwicklung von Nutzungskonzepten	28
6.3.1 Konzept 1: Zentrale Biomethananlage	28
6.3.2 Konzept 2: Mehrere dezentrale Biomethananlagen.....	31
6.3.3 Konzept 3: Rohgascluster aus Bestandsanlagen	34
6.3.4 Konzept 4: Nutzung und Erweiterung einer Bestandsanlage	38
6.4 Bewertung der Nutzungskonzepte	39
7 DETAILLIERTE AUSARBEITUNG DES AUSSICHTSREICHSTEN KONZEPTS	40
7.1 Technische Auslegung und Anpassung bestehender Anlagen.....	40
7.2 Energiesystemmodellierung	41

7.3	Bewertung des THG-Minderungspotentials	46
7.4	Kostenstruktur & Umsetzungshorizont.....	47
7.4.1	Investitionskosten	47
7.4.2	Betriebskosten.....	49
7.4.3	Vergleich der Kostenstrukturen.....	51
7.4.4	Kosten für Rohgasleitung	52
7.5	Biogasgestehungskosten	52
7.6	Roadmap	56
8	DISKUSSION.....	59
8.1	Datengrundlage.....	59
8.2	Bewertungskriterien.....	60
8.3	Wirtschaftlichkeit.....	60
9	ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE	62
10	ÖFFENTLICHKEITSARBEIT.....	65
11	FAZIT UND EMPFEHLUNG	67
12	LITERATURVERZEICHNIS.....	XI
13	ANHANG	XVI
13.1	Fragebogen	XVI
13.2	Ergebnisse der Biomethanpotenzialbestimmungen	XVIII
13.3	Python Programmcode.....	XIX

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Jährliche Milcherzeugung der einzelnen Mitgliedstaaten der Europäischen Union (Daten von Luxemburg nicht verfügbar) (Statistisches Amt der Europäischen Union 2024)	4
Abbildung 2: Prozessdiagramm der Molkerei Naarmann (Jahr 2022).....	12
Abbildung 3: Energiefluss der Privatmolkerei Naarmann (Jahr 2022).....	13
Abbildung 4: Durchschnittliche Wochenganglinie Strom (Jahr 2022)	14
Abbildung 5: Durchschnittliche Wochenganglinie Erdgas (Jahr 2023).....	15
Abbildung 6: Jahresdauerlinie Strom (2022)	16
Abbildung 7: Jahresdauerlinie Wärme (2022)	16
Abbildung 8: Auswirkungen der Ausbaustufen auf die Energieverteilung im Vergleich zum Jahr 2022	17
Abbildung 9: Verringerung der CO _{2e} -Emissionen im Vergleich zum Jahr 2022.....	18
Abbildung 10: Boxplots der Analyseparameter Trockenrückstand, organischer Trockenrückstand sowie des Verhältnisses von flüchtigen organischen Säuren zur Carbonatpufferkapazität (FOS/TAC) für Rindergülle und Rindermist.....	22
Abbildung 11: Boxplots des Analyseparameters Methanertrag für Rindermist & -gülle bezogen auf die Frischmasse (links) und den organische Trockenrückstand (rechts)	23
Abbildung 12: Reststoffleistung im Umkreis der Molkerei Naarmann und Einteilung hinsichtlich der Entfernung zur Molkerei	25
Abbildung 13: Schema; Konzept 1: Zentrale Biomethananlage	29
Abbildung 14: Clusterbildung Konzept 1	31
Abbildung 15: Schema; Konzept 2: Mehrere dezentrale Biomethananlagen	32
Abbildung 16: Clusterbildung Konzept 2	34
Abbildung 17: Schema; Konzept 3: Rohgascluster aus Bestandsanlagen	35
Abbildung 18: Einzugsgebiet für Reststoffe für Konzept 3 & 4	37
Abbildung 19: Schema; Konzept 4: Nutzung und Erweiterung einer Bestandsanlage	38
Abbildung 20: Systemdarstellung der Wärmeerzeugung unter Einbindung von Gasquellen und Speicher.....	43
Abbildung 21: Energieflüsse aus Biogas-, Klärgas- und Erdgasquellen zur Versorgung der Molkerei (Simulationszeitraum: 1 Jahr)	44
Abbildung 22: Energieversorgung der Molkerei im Wochenverlauf (Lastgang und Deckungsbeiträge)	45
Abbildung 23: Füllstände der Gasspeicher über den Wochenverlauf	45
Abbildung 24: Vergleich der Kostenstrukturen; Erweiterung 1: 443 kW; Erweiterung 2: 605 kW (Vollsubstitution).....	51

Abbildung 25: Veränderung der Biogasgestehungskosten in Abhängigkeit von den Investitionskosten (TDC) und Betriebskosten (OPEX).....	56
Abbildung 26: Roadmap zur Konzeptumsetzung ab dem Jahr 2026	57

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Nährstoffgehalte und Gasertrag von Wirtschaftsdüngern (in Anlehnung an FNR, S. 69)	6
Tabelle 2:	Kostenstruktur der Molkerei für Bezug von Strom und Erdgas im Jahr 2022	18
Tabelle 3:	Größenklassen und Anzahl der Milchviehbetriebe ohne energetische Nutzung der Reststoffe	21
Tabelle 4:	Ergebnis der Konzeptbewertung.....	39
Tabelle 5:	Leistungen der einzelnen bzw. kombinierten Anlagenteile.....	40
Tabelle 6:	Erreichbare Leistungen der Konzeptspezifikationen inkl. Substitutionsgraden	41
Tabelle 7:	Emissionsfaktoren nach (Europäische Union 2018)	46
Tabelle 8:	Einsparungen an Treibhausgasemissionen, angegeben in CO ₂ e (Kohlendioxidäquivalenten), abhängig vom Substitutionsgrad.....	47
Tabelle 9:	Regressionsgleichungen zur Ermittlung von Anlagenkosten.....	49
Tabelle 10:	Investitionskosten für die Erweiterungen der Bestandsanlagen um 443 kW (Erweiterung 1) bzw. 605 kW (Erweiterung 2; Vollsubstitution)	49
Tabelle 11:	Regressionsgleichungen zur Kostenermittlung von Wartung, Betriebsstoffen und der kalkulatorischen Abschreibung	50
Tabelle 12:	Betriebs- und Kapitalkosten für die Erweiterungen der Bestandsanlagen um 443 kW (Erweiterung 1) bzw. 605 kW (Erweiterung 2).....	51
Tabelle 13:	Baukosten Rohbiogasleitung.....	52
Tabelle 14:	Benötigte Cashflows und Biogasgestehungskosten, sowie Kosten für Erd- und Klärgas	55
Tabelle 15:	Übersicht der Roadmap mit einzelnen Maßnahmen zur Zielerreichung..	58

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Bedeutung
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
ETS 2	Zweites europäisches Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
FOS/TAC	Free Organic Acids / Total Anorganic Carbon
FM	Frischmasse
K ₂ O	Kaliumoxid
N	Stickstoff
NH ₄	Ammonium
P ₂ O ₅	Phosphorpentoxid
RED II	Renewable Energy Directive II (2018)
TDC	Total depreciable capital
THG	Treibhausgas
TR	Trockenrückstand
oTR	Organischer Trockenrückstand
WACC	Weighted average cost of capital

1 EINLEITUNG

Die Dekarbonisierung industrieller Prozesse ist eine zentrale Herausforderung auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität bis 2045. Besonders energieintensive Branchen stehen vor der Aufgabe, fossile Energieträger zu ersetzen und gleichzeitig wirtschaftlich wettbewerbsfähig zu bleiben. Der steigende regulatorische Druck, unter anderem durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) und die geplante Überführung des BEHG in das europäische Emissionshandelssystem für Gebäude und Verkehr (ETS 2), verstärkt die Notwendigkeit, erneuerbare Energien systematisch in bestehende Versorgungsstrukturen zu integrieren. Während das BEHG durch feste CO₂-Preisstufen eine gewisse Planungssicherheit für Unternehmen bietet, wird die Umstellung auf ETS 2 ab 2027 eine marktorientierte Preisbildung mit sich bringen. Dies erhöht die Unsicherheit hinsichtlich der künftigen Energiekosten, da CO₂-Preise am freien Markt und somit durch Angebot und Nachfrage bestimmt werden. Dies verstärkt jedoch zugleich den ökonomischen Anreiz, fossile Energieträger durch erneuerbare Alternativen zu ersetzen (ICAP 2022).

Vor diesem Hintergrund ist ein Blick auf die Milchvieh- und Milchwirtschaft in Deutschland von zentraler Bedeutung. Mit einem Produktionswert von über 37 Mrd. €/a im Jahr 2022 zählt die Milchbranche zu den bedeutendsten Sektoren der Ernährungsindustrie (Gesamtumsatz 2022: 219 Mrd. €). Deutschland ist dabei nicht nur der größte Milchproduzent innerhalb der Europäischen Union (EU), sondern auch einer der wichtigsten Exporteure von Käse und Milchpulver (Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie 2023; Statistisches Bundesamt 2024). Die Verarbeitungsstufe der Molkereien spielt eine Schlüsselrolle, da sie die Schnittstelle zwischen landwirtschaftlicher Erzeugung und Konsum bildet und durch ihre Größe und Struktur erhebliche Mengen an Energie nachfragt. Der Energiebedarf entsteht vor allem bei der Erhitzung, Pasteurisierung, Kühlung und Trocknung von Milchprodukten. Somit ist die Branche in besonderem Maße gefordert, Lösungen für eine klimafreundliche und zugleich sichere Energieversorgung zu entwickeln.

Ein bislang nur unzureichend genutztes Potenzial stellen die organischen Reststoffe der Milchviehhaltung dar (Fehrenbach *et al.* 2019). Diese fallen kontinuierlich in Form von Gülle und Mist an und können durch Vergärung in Biogasanlagen energetisch genutzt werden. Durch die Kopplung von Landwirtschaft und Lebensmittelverarbeitung ergeben sich Synergieeffekte, die eine dezentrale und regionale Energieversorgung ermöglichen. Ergänzend eröffnet die Nutzung lokaler Energieüberschüsse, wie Klärgas aus kommunalen Kläranlagen, zusätzliche Handlungsspielräume. Auf diese Weise können geschlossene regionale Energiekreisläufe entstehen, die nicht nur die Versorgungssicherheit erhöhen, sondern auch zur Reduktion von Treibhausgasemissionen beitragen.

Ziel dieses Projekts ist es, das Potenzial organischer Reststoffe aus der Milchviehhaltung im Einzugsgebiet der Privatmolkerei Naarmann zu quantifizieren und daraus tragfähige Konzepte zur Substitution des fossilen Erdgasbedarfs zu entwickeln. Dabei werden mehrere Versorgungskonzepte erarbeitet, die unterschiedliche technologische und organisatorische Ansätze berücksichtigen, von der direkten Einspeisung von Biogas in Versorgungsnetze bis hin zu lokalen Kooperationen zwischen Landwirtschaft, kommunaler Abwasserwirtschaft und Industrie. Diese Konzepte werden im Anschluss einer ökologischen und wirtschaftlichen Bewertung unterzogen, um deren Realisierbarkeit und Effizienz einschätzen zu können. Durch den Einsatz von einer geostatistischen Analyse und Clusterverfahren werden darüber hinaus optimale Standorte für die energetische Nutzung identifiziert und regionale Synergien aufgezeigt.

Das Projekt verfolgt dabei einen doppelten Anspruch: Zum einen sollen die Ergebnisse der Molkerei Naarmann eine fundierte Entscheidungsgrundlage für eine mögliche Umsetzung liefern. Zum anderen sollen die Ergebnisse als Beispiel und Blaupause für andere Unternehmen der Lebensmittelindustrie dienen, die über vergleichbare Reststoffpotenziale aus der Vorkette oder prozessbedingt anfallende Substratpotentiale verfügen. Durch die Kombination aus regionaler Ressourcenanalyse, methodischer Konzeptentwicklung und systematischer Bewertung leistet die Untersuchung einen Beitrag zur praktischen Gestaltung der Energiewende in einem der wichtigsten Sektoren der Ernährungswirtschaft. Die Milchwirtschaft steht damit exemplarisch für die übergeordnete Fragestellung, wie sich industrielle Prozesse durch eine intelligente Sektorenkopplung nachhaltig transformieren lassen.

2 MILCHVIEHWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

Die Milchviehwirtschaft nimmt in Deutschland eine zentrale Stellung innerhalb der Landwirtschaft und der Ernährungswirtschaft ein. Sie verbindet die tierische Erzeugung mit der industriellen Verarbeitung und stellt zugleich einen bedeutenden Wirtschafts- und Kulturbereich dar. Gleichzeitig ist die Milchviehwirtschaft eng mit Fragen der Tierhaltung, des Ressourceneinsatzes und der Nutzung anfallender Reststoffe verbunden. Die folgenden Abschnitte geben daher einen Überblick über die Strukturen und Formen der Rinderhaltung in Deutschland, die gängigen Haltungsformen von Milchkühen sowie die organischen Reststoffe, die in der Milchviehhaltung entstehen und zunehmend im Fokus einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft stehen.

2.1 Rinderhaltung in Deutschland

In Deutschland werden etwa in jedem zweiten landwirtschaftlichen Betrieb Rinder gehalten. Damit gehören die Rinder zu den wichtigsten Nutztieren in der deutschen Landwirtschaft. Rinder werden hauptsächlich zur Erzeugung von Milch und Fleisch gehalten. Bei der Rinderhaltung entstehen jedoch auch Leder und Felle, welche weiter genutzt werden können. Als Reststoffe fallen primär Mist, Gülle und Futtermittelreste an. Diese können wiederum in der Landwirtschaft als natürliches Düngemittel oder in Biogasanlagen zur Erzeugung regenerativer Energie eingesetzt werden (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 2023).

Bei der Betrachtung von Abbildung 1, der jährlichen Milchleistung der einzelnen EU-Mitgliedstaaten wird die Bedeutung der deutschen Milchviehwirtschaft deutlich. Deutschland ist der größte Milcherzeuger der EU. Innerhalb Deutschlands begründet die Rinderhaltung mit 20,8 Mrd. € im Jahr 2022 etwa ein Viertel des Produktionswerts der deutschen Landwirtschaft. Im Jahr 2021 erzeugten die Milchkühe in Deutschland 32,5 Mio. t Milch, was etwa einem Fünftel der in Europa erzeugten Menge entspricht. Die durchschnittliche Milchleistung lag in diesem Jahr bei ca. 8.500 kg/(a · Kuh) (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 2023).

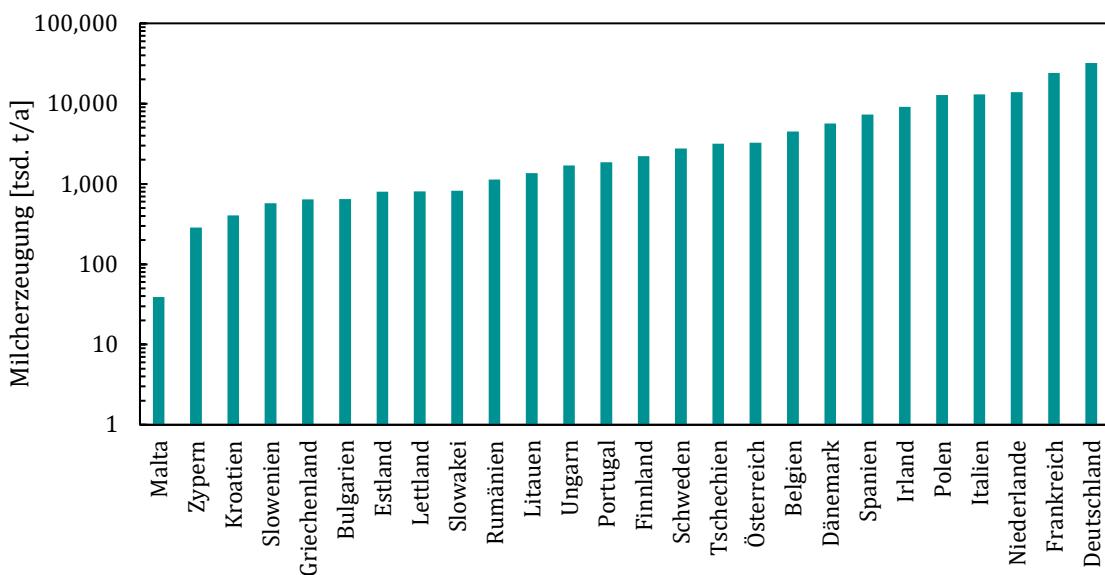


Abbildung 1: Jährliche Milcherzeugung der einzelnen Mitgliedstaaten der Europäischen Union (Daten von Luxemburg nicht verfügbar) (Statistisches Amt der Europäischen Union 2024)

Die Rinderrassen werden prinzipiell nach ihren Nutzungsrichtungen unterteilt. Die Unterscheidung gliedert sich in den Kategorien Milchnutzungs-, Fleischnutzungs- und Doppelnutzungsklassen. Bei den Milchnutzungsklassen wird überwiegend auf die hohe Milchleistung gezüchtet, der Fleischanteil ist dabei gering. Bei den Fleischnutzungsrassen verhält es sich gegenteilig. Doppelnutzungsrassen bilden eine Kombination aus beidem. Eine in Deutschland weit verbreitete Milchnutzungsrasse ist das Deutsche Holstein. Im Jahr 2023 waren 86 % aller Milchkühe dieser Rasse zugehörig. Typische Doppelnutzungsrassen sind z. B. das Fleck- und Braunvieh. Knapp 67 % der Doppelnutzungsrinder gehören der Rasse Fleckvieh an (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 2023).

Im Mai 2023 lag der Rinderbestand in Deutschland bei rund 11 Mio. Tieren. Davon waren ca. 3,8 Mio. Tiere den Milchkühen zuzuordnen. Mit 3,0 Mio. Tieren in Bayern und 2,3 Mio. Tieren in Niedersachsen halten diese Bundesländer fast die Hälfte der in Deutschland vorhandenen Rinder. Die gesamte Rinderhaltung verteilt sich (im Jahr 2020) auf 108.000 Betriebe in Deutschland. Im Vergleich zum Jahr 2010 sind das 25 % weniger landwirtschaftliche Betriebe mit Rinderhaltung. Damit einher geht die steigende Herdengröße, durchschnittlich hält jeder rinderhaltende Betrieb 86,5 Tiere, wobei über zwei Drittel der Betriebe die Herdengröße über 100 Tiere umfasst. Die durchschnittliche Herdengröße bei der Milchkuhhaltung liegt bei 62 Tieren (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 2023).

2.2 Haltungsformen bei Milchkühen

Grundsätzlich lassen sich die Haltungsformen in zwei Arten unterscheiden: Laufstallhaltung und Anbindehaltung. Bei der Laufstallhaltung können sich die Kühe frei auf der Lauf-

fläche bewegen und jedem Tier steht dabei eine Liegebox zur Verfügung. Bei der Anbindehaltung stehen die Tiere in ihrer jeweiligen Box, legen sich dort ab und werden regelmäßig gefüttert sowie gemolken. Diese beiden Haltungsformen können durch die Weidehaltung ergänzt werden. In Deutschland werden ca. 90 % der Rinder im Laufstall gehalten und etwa ein Drittel haben Weidegang. Der Anteil der Anbindehaltung ist in den letzten Jahren zurückgegangen. Diese kommt aktuell vor allem in kleinen Milcherzeugerbetrieben mit wenig Milchvieh vor (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 2023; Milchindustrie-Verband 2023).

Für die jeweiligen Haltungsformen gibt es eine Vielzahl an Variationen. Es wird je nach Alter der Rinder auf verschiedene Stallbauarten zurückgegriffen. So können Kälber in Gruppenbuchten auf Stroh oder mit Vollspaltenboden, sowie in Liegeboxen mit Freilauffläche gehalten werden. Jungrinder werden für gewöhnlich auf Vollspaltenböden oder in Boxenlaufställen, welche als Tiefstreu- oder Tretmiststall ausgebaut sein können, gehalten. Die Ställe in Anbindehaltungen oder im Boxenlaufstall sind, als Tretmist-, Tiefstreu- oder Kompostierungsstall ausgeführt (Pelzer 2023).

Eine tiergerechte Haltung wird durch die Umsetzung von Vorschriften und Gesetzen durch die Viehwirtschaft sichergestellt. Diese Vorschriften umfassen Regelungen zur Nutztierhaltung, zum Tierschutz und auch zur Hygiene. Die deutsche Milchwirtschaft kooperiert zum großen Teil (etwa 90 %) mit dem Qualitätsmanagementprogramm QM-Milch. Im Jahr 2011 wurde dieses Programm ins Leben gerufen und gibt vor, welche Mindestanforderungen für eine qualitätsorientierte und tiergerechte Milcherzeugung einzuhalten sind. Darüber hinaus gibt es Kennzeichnungen, die im Sinne des Verbraucherschutzes die Haltungsform beurteilen und die Transparenz der Milcherzeugung erhöhen sollen. Es zeigt sich, dass die Entwicklung in Richtung der ökologischen Tierhaltung mit Fokus auf Tierwohl und Umweltgerechtigkeit geht. Dies ist daran zu erkennen, dass z. B. die Lieferung von ökologisch erzeugter Milch an deutsche milchverarbeitende Unternehmen von 1.118.000 t/a im Jahr 2018 auf über 1.234.000 t/a in 2020 gestiegen ist (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 2023; Deutscher Bauernverband e.V. 2023; QM-Milch e.V. 2023; Berkemeier 2019).

2.3 Organische Reststoffe in der Milchviehhaltung in Deutschland

Auf den Milchvieh-Betrieben fallen direkt durch die Haltung von Rindern organische Reststoffe an. Darunter zu verstehen sind tierische Exkremente, zumeist in Form von Gülle oder auch als Mist in Kombination mit dem Einstreu. Die Charakterisierung von Gülle und Mist kann dabei nach den Stoffeigenschaften, wie z. B. Trockenrückstand (TR), organischer Trockenrückstand (oTR) und dem Biogaspotenzial vorgenommen werden. Typische Größenordnungen der Parameter von Rindermist und -gülle sind in Tabelle 1 dargestellt. Es lässt sich festhalten, dass Rindermist mit 60-120 Nm³ Biogas/t Substrat deutlich ertragreicher ist als Rindergülle mit 20-30 Nm³ Biogas/t Substrat.

Darüber hinaus kommt es in jedem Betrieb zu Futtermittelverlusten. Diese können im Stall am Futtertisch und am Fahrsilo anfallen, wobei die am Fahrsilo entstehenden Verluste nicht für die Biogaserzeugung nutzbar sind, da diese meist anaerob verdorben sind und somit die Prozesse in der Biogasanlage negativ beeinflussen (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.v: 2021 S. 3ff.). Die Art der Reststoffe hängt dabei von den verwendeten Futtermitteln ab. Die Futtermittel mit der weitesten Verbreitung sind Grassilage, Maissilage, Heu, Stroh, Rapsextraktionsschrot und Sojaextraktionsschrot. Die Betrachtung weiterer Reststoffe kann von Bedeutung sein, wenn auf dem Betrieb noch zusätzliche Betriebszweige geführt werden, wie die Haltung weiterer Nutztiere (Fehrenbach *et al.* 2018; Pelzer 2023).

Tabelle 1: Nährstoffgehalte und Gasertrag von Wirtschaftsdüngern (in Anlehnung an FNR S. 69)

Parameter	Rindergülle	Rindermist
TR [%]	6-11	20-25
oTR [% TR]	75-82	69-76
N [% TR]	2,6-6,7	1,1-3,4
NH ₄ [% TR]	1-4	0,22-2
P ₂ O ₅ [% TR]	0,5-3,3	1-1,5
K ₂ O [% TR]	5,5-10	2-5
Biogasertrag [Nm ³ /t Substrat]	20-30	60-120

Mit:
 TR: Trockenrückstand
 oTR: organischer Trockenrückstand
 N Stickstoff
 NH₄ Ammonium-Stickstoff
 P₂O₅ Phosphorpentoxid
 K₂O Kaliumoxid

Die anfallenden Mengen von Gülle und Mist werden als Dünger in der Landwirtschaft sowie in Biogasanlagen eingesetzt. Die Nutzung in Biogasanlagen ist von Interesse, da die energetische Nutzung bei der ausschließlichen Verwendung als Dünger ausbleibt und sich die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) durch den Einsatz erneuerbare Biomasse (Gülle & Mist) reduzieren lassen (FNR 2023). Bei der Bewertung von Biogassubstraten sind die dargestellten Parameter Biogaspotenzial und der TR/oTR-Gehalt von besonderer Relevanz. Tierische Exkreme haben einen hohen Wasseranteil und eine geringe Energiedichte, dies führt dazu, dass ein Transport über längere Strecken meist ökologisch nicht sinnvoll ist. Das bedeutet, die Nutzung in einer zentralen Biogasanlage ist nur im regionalen Kontext von Interesse. Die Anwendung von Verfahren zur Fest-/Flüssig-Trennung ist eine Möglichkeit, den Wassergehalt herabzusetzen und die zu

transportierende Menge zu verringern. Dieses Verfahren ist jedoch nur bei größeren Mengen und mit anschließender profitabler Nutzung umsetzbar.

Zusätzlich ist die Entwicklung der ökologischen Tierhaltung von Bedeutung. Im Zuge der ökologischen Tierhaltung wird Tieren zunehmend mehr Lauf- und Aufenthaltsfläche außerhalb von Stallungen und befestigten Böden gewährt, wodurch die Erfassung von Gülle verringert wird. Eine Kaskadennutzung von organischen Reststoffen, also Nutzung in Biogasanlagen mit anschließender Verwendung der Gärprodukte als Dünger ist anzustreben, wobei auch hier Transportdistanzen zu berücksichtigen sind (Fehrenbach *et al.* 2018).

3 BEDEUTUNG DER MILCHINDUSTRIE IN DEUTSCHLAND

Die Milchwirtschaft zählt zu den wichtigsten Sektoren der deutschen Ernährungsindustrie und nimmt sowohl national als auch international eine herausragende Stellung ein. Dabei beschäftigen 163 milchverarbeitende Unternehmen knapp 41.800 Angestellte in Deutschland (MIV 2025). Ein Großteil der Verbände sind Mitglied des QM-Milch e. V., wobei der Deutsche Bauernverband e. V., der Deutsche Raiffeisenverband e. V., der Milchindustrie-Verband e. V. und der Bundesverband des Deutschen Lebensmittelhandels e. V. die Kernmitglieder darstellen (QM-Milch e.V. 2025). Mit einem Anteil von 17,1 % am Gesamtumsatz der deutschen Ernährungsindustrie im Jahr 2022 belegt die Branche den zweiten Platz hinter Fleisch und Fleischprodukten (21,5 %).

Besonders ausgeprägt ist die Rolle im Außenhandel: Unter den exportierten Lebensmitteln liegt die Kategorie Milch und Milcherzeugnisse mit 16,1 % auf Platz 1, gefolgt von Süßwaren, Dauerbackwaren und Speiseeis mit 14,9 %. Käse, Milchpulver und Kondensmilch stellen dabei die wichtigsten Exportprodukte dar (Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie 2023; Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 2024).

Auch der inländische Verbrauch spiegelt die besondere Stellung der Milchwirtschaft wider. Während der Pro-Kopf-Verbrauch von Trinkmilch im Jahr 2023 bei rund 46 kg/(Person · a) lag und damit im langfristigen Trend rückläufig ist, bleibt der Käseverbrauch mit 26,4 kg/(Person · a) stabil hoch. Diese Entwicklung weist auf eine Verlagerung der Nachfrage hin zu verarbeiteten Molkereiprodukten wie Käse und Joghurt, während einfache Grundprodukte wie Trinkmilch an Bedeutung verlieren (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 2024).

Von zentraler Bedeutung ist auch die produzierte und verarbeitete Milchmenge. Deutschland ist der größte Produzent von Kuhmilch in der EU. Im Jahr 2023 wurden rund 32,5 Mio. t Milch an Molkereien geliefert, was einem Anstieg um 1,5 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Nach Deutschland folgen Frankreich mit 23,5 Mio. t, die Niederlande mit 13,9 Mio. t sowie Polen mit 13,0 Mio. t als wichtigste Produzenten. Insgesamt belief sich die Milchproduktion in der EU im Jahr 2023 auf rund 144,7 Mio. t (ohne Luxemburg) und ging gegenüber 2022 leicht um 0,04 % zurück. Während die Produktion in 12 Mitgliedsstaaten rückläufig war, konnte Deutschland als größter Erzeuger einen Zuwachs verzeichnen (Statistisches Bundesamt 2024).

Parallel dazu wächst jedoch der Markt für pflanzliche Alternativen stark. Zwischen 2021 und 2023 verzeichneten pflanzliche Milchprodukte ein deutliches Umsatz- und Mengenwachstum, sodass der Marktanteil inzwischen bei knapp 10 % des Milchsegments liegt. Auch pflanzlicher Joghurt und Käse verzeichneten Zuwachs, wenn auch auf niedrigerem

Niveau. Insbesondere Eigenmarken des Lebensmitteleinzelhandels treiben diese Entwicklung voran, während sich die Preisunterschiede zwischen tierischen und pflanzlichen Produkten zunehmend verringern (Good Food Institute Europe 2023).

Damit wird deutlich, dass pflanzliche Alternativen für die klassischen Milchprodukte eine wachsende Konkurrenz darstellen. Zwar liegt ihr Marktanteil derzeit auf relativ niedrigem Niveau, doch das dynamische Wachstum verdeutlicht, dass sich die Branche zunehmend in einem wettbewerbsintensiveren Umfeld behaupten muss. Trotz dieser Veränderungen bleibt die Molkereiwirtschaft ein zentraler Pfeiler der deutschen Ernährungsindustrie: Sie ist nicht nur für einen erheblichen Teil der wirtschaftlichen Wertschöpfung und des Exports verantwortlich, sondern sichert zugleich die Verfügbarkeit grundlegender Nahrungsmittel und damit ihre anhaltende Bedeutung für Wirtschaft und Gesellschaft.

4 ENERGIESYSTEM DER MOLKEREI

Die Energieversorgung stellt für Molkereien einen entscheidenden Faktor dar, da nahezu alle Produktionsschritte, von der Annahme und Kühlung der Rohmilch bis hin zur Pasteurisierung, Ultrahocherhitzung und Verpackung, auf eine kontinuierliche Bereitstellung von Kälte, Wärme und Strom angewiesen sind. Angesichts des hohen Energiebedarfs zählt die Milchverarbeitung zu den besonders energieintensiven Bereichen der Ernährungsindustrie. Die Analyse und Optimierung des Energiesystems ist daher nicht nur unter ökonomischen Gesichtspunkten von Bedeutung, sondern auch im Hinblick auf die Dekarbonisierung und die Erreichung klimapolitischer Zielvorgaben.

Im Folgenden wird zunächst eine detaillierte Verbrauchsanalyse durchgeführt, um den energetischen Ist-Zustand der Privatmolkerei Naarmann zu beschreiben. Darauf aufbauend wird ein Energieeinsparkonzept vorgestellt, das schrittweise Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und Substitution fossiler Energieträger beinhaltet. Abschließend erfolgt eine Betrachtung der Kostenstruktur, welche die wirtschaftlichen Auswirkungen des derzeitigen Systems sowie der geplanten Maßnahmen beschreibt. Damit bietet das Kapitel eine umfassende Grundlage für die Bewertung der energetischen Situation und möglicher Transformationspfade hin zu einer nachhaltigeren Energieversorgung.

4.1 Energetische Verbrauchsanalyse

Die Privatmolkerei Naarmann bietet Produkte für den privaten Gebrauch, aber speziell auch für gewerbliche Großverbraucher an. Die Produktpalette umfasst dabei zahlreiche konventionelle Milchprodukte wie z. B. haltbare Milch, Sahne, Joghurts, Schmand, Puddings, Kaffeemilch und Eismischungen. Darüber hinaus bietet Naarmann auch Bio-Milchprodukte und pflanzliche Milchalternativen aus Hafer an.

Für die Verarbeitung von Milchprodukten wird hauptsächlich thermische und elektrische Energie benötigt. Zur Bereitstellung dieser Energiemengen nutzt die Molkerei Naarmann im Jahr 2022 drei Blockheizkraftwerke (BHKW) und eine Dampfkesselanlage, welche unter Einsatz von Erdgas betrieben werden. Dabei wurden im Jahr 2022 54.104 MWh/a Erdgas eingesetzt. Zusätzlich wurde Strom aus dem Netz in Höhe von 1.100 MWh/a (Bezugsjahr 2022) bezogen. Weitere Energieverbraucher sind die Stapler (40.772 kWh/a) und das Verpackungslager (140.537 kWh/a). Der Gesamtenergiebedarf lag im Jahr 2022 somit bei 55.386 MWh/a.

Des Weiteren lassen sich durch den Einsatz von Strom und Wärme Kennzahlen in Bezug auf die Rohstoffe, hier hauptsächlich Kuhmilch, bilden, um die Molkereiprozesse zu charakterisieren. Im Jahr 2022 wurden 216.038 t/a Rohstoff eingesetzt und in der Molkerei verarbeitet. Darauf bezogen ist die Stromnutzung mit 43,4 kWh/t Rohstoff und die Wärmenutzung mit 159,5 kWh/t Rohstoff zu beschreiben.

Abbildung 2 stellt den Energieeinsatz in Bezug auf die Verarbeitungsprozesse innerhalb der Molkerei dar. Die an den Pfeilen zugeordneten Energiemengen stellen den Verbrauch der einzelnen Komponenten dar und werden durch ihre Bezüge den Prozessschritten zugeordnet. Die meisten Aggregate lassen sich nicht einzelnen Prozessebenen zuordnen, da sie zum großen Teil auf mehreren oder allen Ebenen zum Einsatz kommen. Daher sind diese Energiemengen auf die äußerste Bilanzgrenze bezogen. Die drei BHKW und die Dampfkesselanlage stellen die thermische Energie zur Verfügung, welche in nahezu allen Prozessen der Milchproduktion auf unterschiedlichen Temperaturniveaus eingesetzt wird. Die meisten Prozesse benötigen die zugeführte Wärme auf einem Niveau von 55 °C bis 90 °C. Lediglich die Produktion von ultrahochhitzten Produkten bedarf einem Temperaturniveau der Wärmezufuhr von 140 °C.

Abbildung 3 zeigt den Energiefluss innerhalb der Molkerei im Jahr 2022. Der Wärmebedarf lag 2022 bei 34.228 MWh/a und wurde durch den Betrieb von BHKW und der Dampfkesselanlage gedeckt. Dabei handelt es sich hauptsächlich um milchverarbeitende und pasteurisierende Prozesse, um die Milch unter anderem haltbarer zu machen.

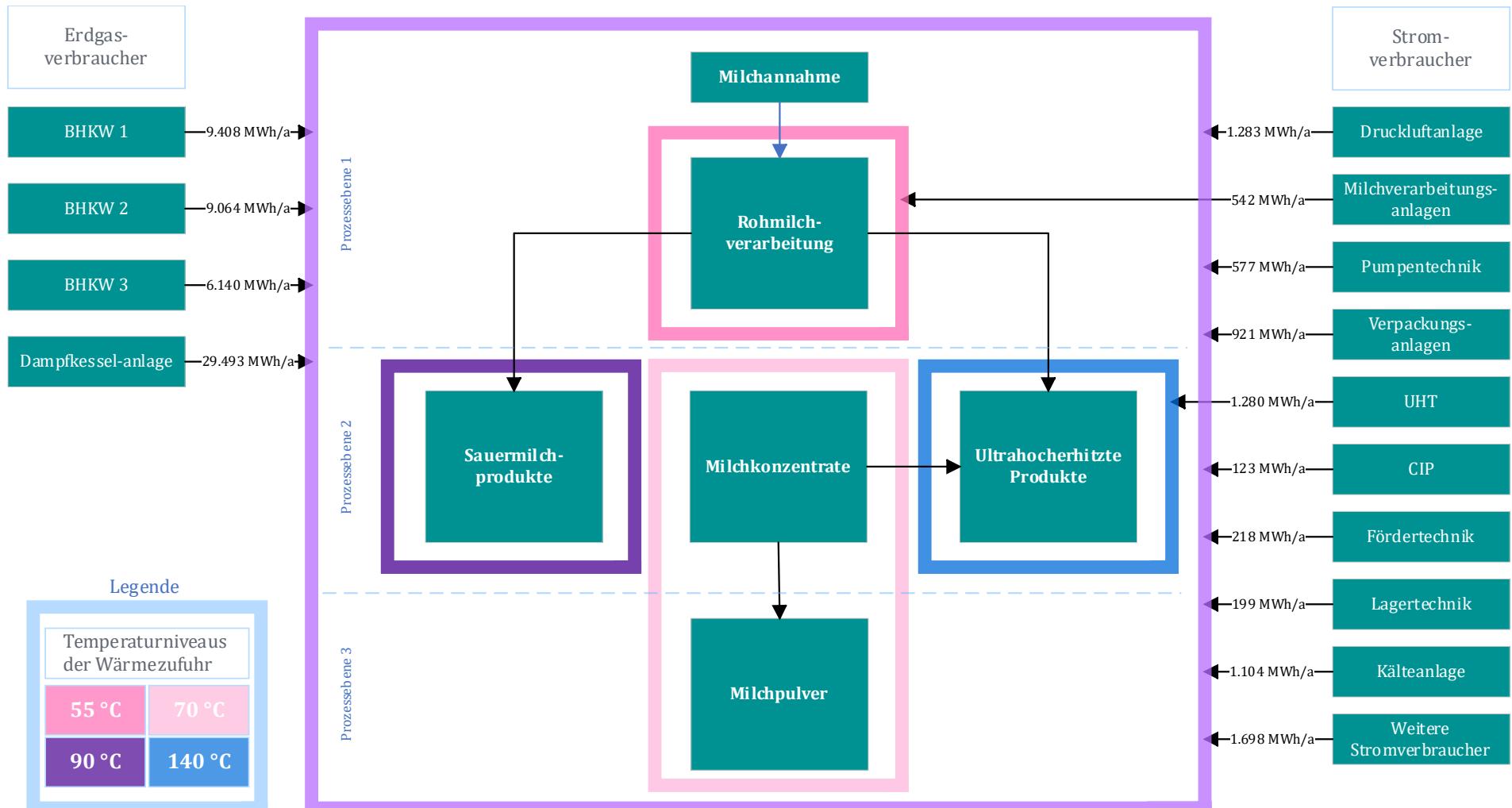


Abbildung 2: Prozessdiagramm der Molkerei Naarmann (Jahr 2022)

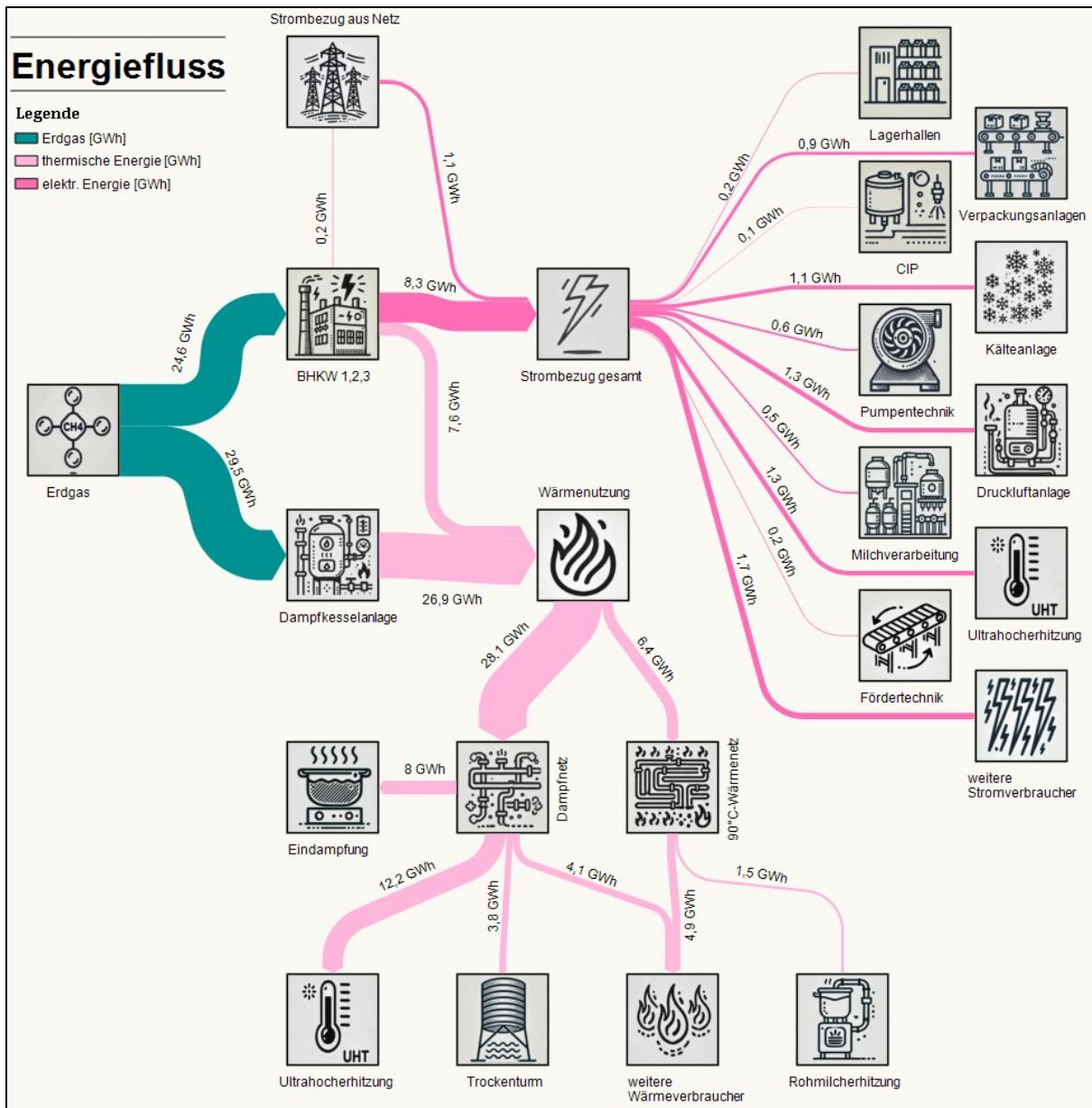


Abbildung 3: Energiefluss der Privatmolkerei Naarmann (Jahr 2022)

Der Strombedarf wird hauptsächlich durch die Eigenerzeugung mittels BHKW gedeckt. Lediglich 1,1 GWh/a Strom werden aus dem Netz bezogen. Die Messungen der elektrischen Ströme innerhalb des Betriebs ermöglichen hier eine genau Betrachtung der einzelnen Stromverbraucher. Somit bilden, wie in Abbildung 3 zu sehen, die Druckluftanlage, Kälteanlage, Ultrahocherhitzung, Verpackungsanlagen und die Pumpentechnik die fünf größten Stromverbraucher im Jahr 2022. Weitere Stromverbraucher sind ca. 20 einzelne Aggregate mit einem Bedarf von insgesamt 1,7 GWh/a (ca. 18 % vom gesamten Strombedarf) elektrischer Energie.

In Abbildung 4 ist eine durchschnittliche Wochenganglinie für die elektrische Energie dargestellt. Zur Erstellung dieser Wochenganglinie wurden digitale Messdaten zum Bezug von elektrischer Energie, welche in Viertelstunden-Auflösung über das gesamte Jahr 2022 erhoben wurden für jede Viertelstunde einer Woche gemittelt und dargestellt. Erkennbar

sind Schwankungen, denen der Verbrauch im Laufe der Arbeitswoche (Montag bis Freitag) unterliegt und ein deutlich abgesenkter Stromverbrauch am Wochenende. Die Spitzen der elektrischen Leistung liegen zwischen $1.400 \text{ kW}_{\text{el}}$ und $1.600 \text{ kW}_{\text{el}}$, wobei es am Wochenende Zeiträume gibt, bei denen die elektrische Leistung bei ca. $300 \text{ kW}_{\text{el}}$ liegt. Der Peak am Wochenende ist durch die fortlaufende Rohmilchannahme und -verarbeitung zu begründen.

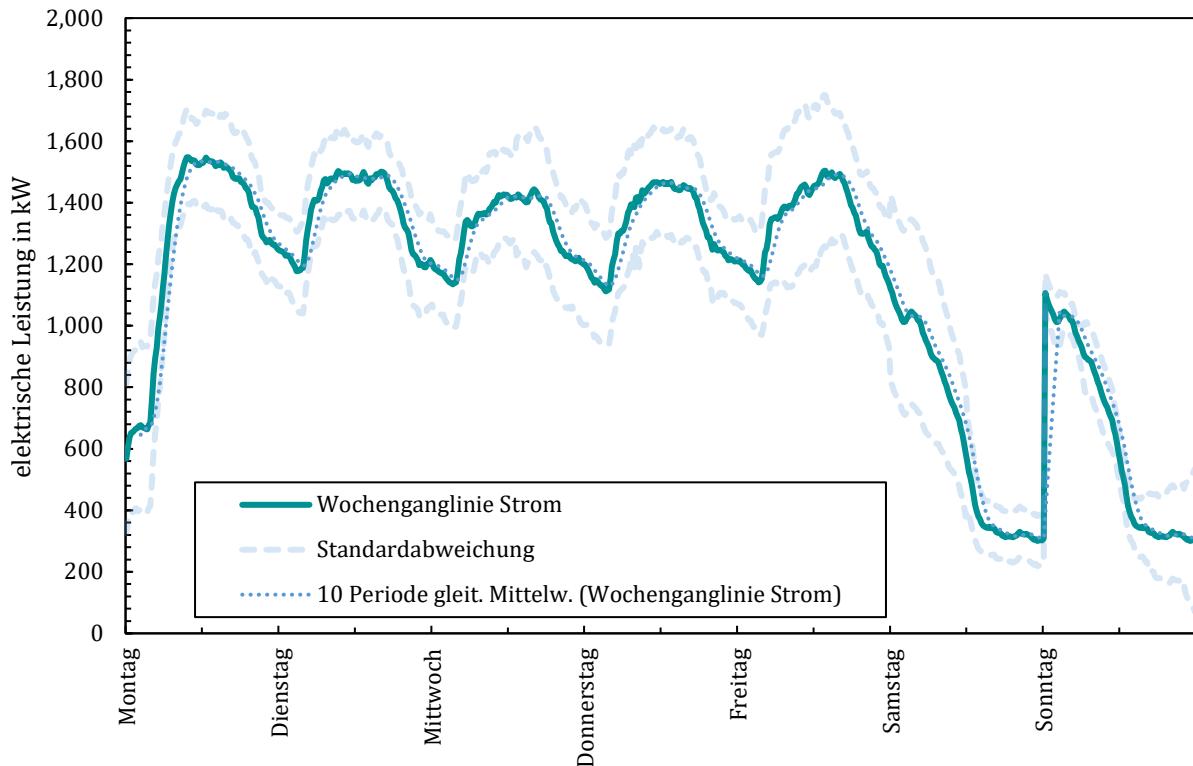


Abbildung 4: Durchschnittliche Wochenganglinie Strom (Jahr 2022)

Abbildung 5 zeigt eine durchschnittliche Wochenganglinie für den Erdgasverbrauch aus dem Jahr 2023. Die Erfassung von Erdgasverbräuchen ist technisch erst Mitte 2023 umgesetzt worden. Aus diesem Grund wurden zur Erstellung der Wochenganglinie die Verbrauchsdaten zwischen dem 03.06.2023 und dem 31.12.2023 ausgewertet. Auch hier wurden wie bei der Wochenganglinie für die elektrische Energie die im Viertelstunden Takt gemessenen Verbrauchsdaten gemittelt und dargestellt. Zu erkennen ist, dass der Verlauf der Wochentage dem des Stromverbrauches ähnelt. Der Verbrauch geht ab Freitagnachmittag deutlich zurück und bleibt bis Montagmorgen auf einem deutlich niedrigeren Niveau bei ca. $100\text{-}300 \text{ m}^3$ Erdgas/h. Der Verbrauch über die Wochentage liegt zwischen ca. $500\text{-}800 \text{ m}^3$ Erdgas/h.

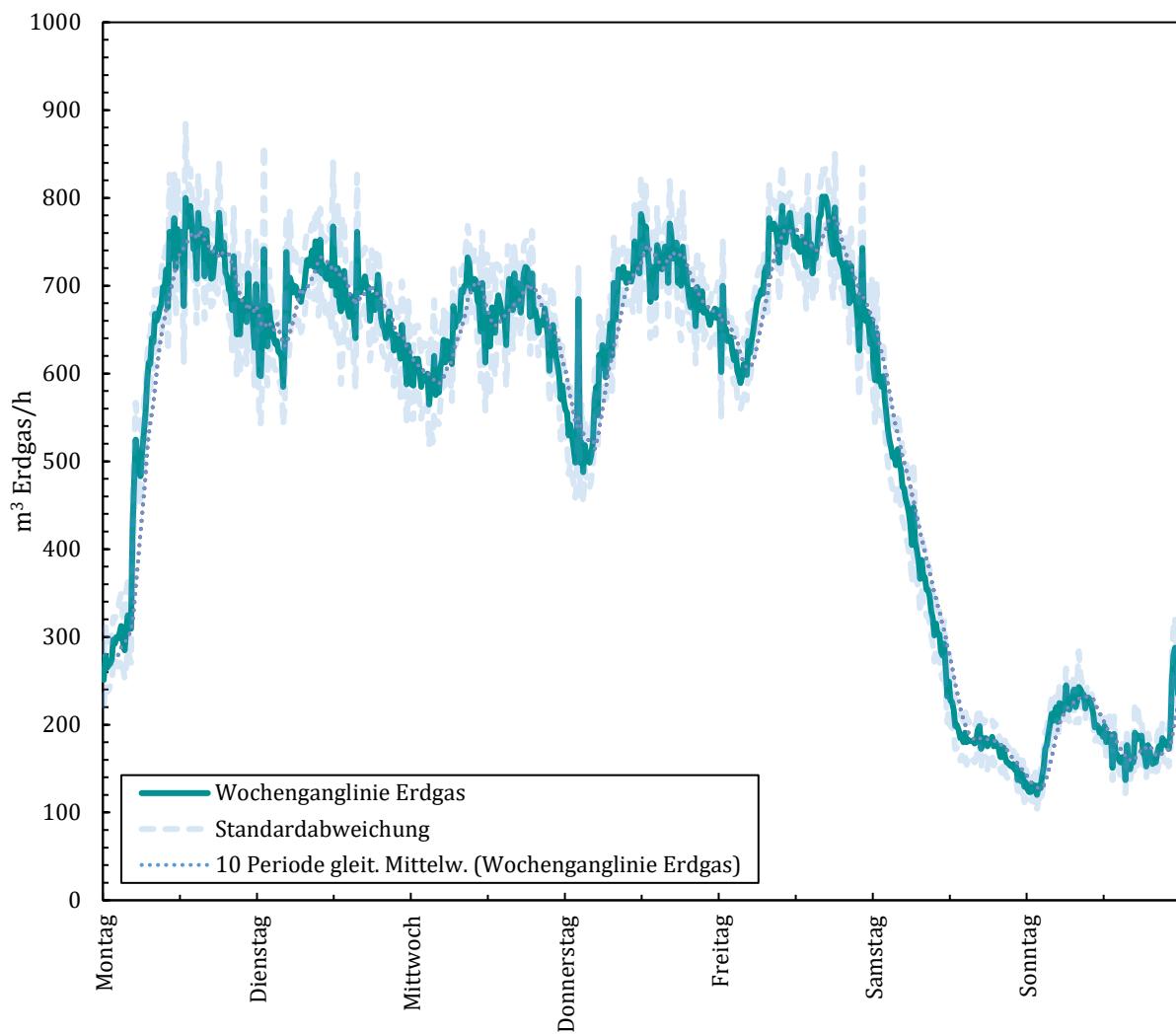


Abbildung 5: Durchschnittliche Wochenganglinie Erdgas (Jahr 2023)

In Abbildung 6 ist die Jahresdauerlinie für den Strom im Jahr 2022 abgebildet. Hier ist zu erkennen, dass die elektrische Leistung der Molkerei über 250 Tage im Jahr 2022 bei 1.100 kW_{el} oder mehr lag. Ab 258 Tagen ist eine deutliche Absenkung der elektrischen Leistung sichtbar, was auf den niedrigeren Stromverbrauch an den Wochenenden zurückzuführen ist. Der Verlauf der Jahresdauerlinie für Wärme (Abbildung 7) zeigt die thermische Nutzung des Erdgases und ist gleich dem Verlauf der Jahresdauerlinie für Strom, wobei die absoluten Zahlen der thermischen Leistung, aufgrund des höheren Bedarfs an Wärme und der Erdgasnutzung in der Dampfkesselanlage, höher liegen. So liegt die thermische Leistung über 250 Tage zwischen 5.500 und 9.500 kW. An den Wochenenden liegt die thermische Leistung zwischen 1.800 und 3.800 kW.

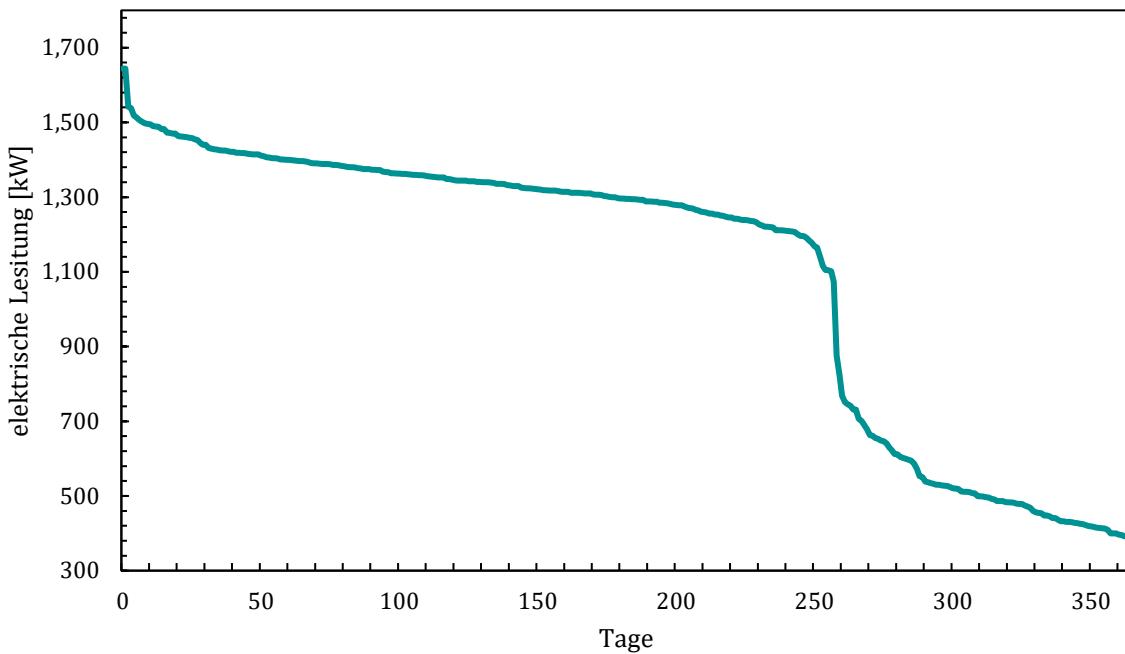


Abbildung 6: Jahresdauerlinie Strom (2022)

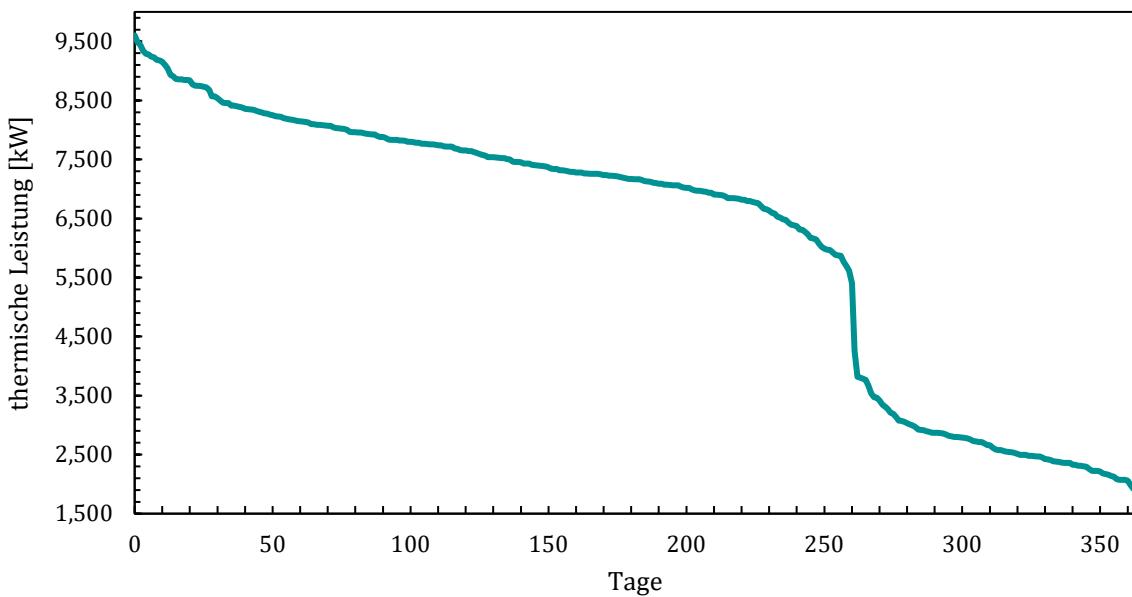


Abbildung 7: Jahresdauerlinie Wärme (2022)

4.2 Energieeinsparkonzept

Die Privatmolkerei Naarmann verfolgt zusätzlich zur Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe weitere Ziele zur Reduzierung des Erdgasverbrauchs. So wurde ein Energieeinsparkonzept erstellt, welches zum Jahr 2025 in der ersten Ausbaustufe erfolgreich umgesetzt wurde. Dieses Konzept gliedert sich in drei Ausbaustufen, wobei die erste Ausbaustufe die Basis für alle weiteren Maßnahmen darstellt. Bei der ersten Ausbaustufe bleiben die Erzeugungsstrukturen unberührt, die Verbesserung wird dabei an den einzelnen Verbrauchern und den Verteilnetzen, sowie der Wärmespeicherung erwirkt. Im Rahmen der

zweiten Ausbaustufe ist die Installation einer Hochtemperaturwärmepumpe vorgesehen. Diese hilft die Heißdampferzeugung mit hohem Erdgasverbrauch zu reduzieren. Die zweite Ausbaustufe ist als energiekostengünstig anzusehen, solange die Energiepreise für Strom im Vergleich zu den Erdgaspreisen bei einem Verhältnis von >2:1 liegen. Die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) Eigenstromerzeugung ist in diesem Falle als wirtschaftlich vorteilhaft zu bewerten. Zusätzlich ermöglichen Wärmespeicher einen netzdienlichen Betrieb, indem Verbrauchsspitzen mit gespeicherter Wärme gedeckt werden können.

Die dritte und letzte Ausbaustufe beschreibt den Vollausbau des Konzepts. Für die Realisierung dieser Ausbaustufe wird eine weitere Wärmepumpe zur Erzeugung von 90°C-Heißwasser installiert. Damit wird die Koppelwärme aus der Eigenstromerzeugung ersetzt, welche in der Folge zurückgefahren und letztendlich abgeschaltet werden kann.

Um den Vollausbau abzuschließen, folgt der Umbau der vorgeschalteten bzw. anlagenintegrierten Wärmetauscher und die Implementierung eines zusätzlichen Heißwassernetzes auf erhöhtem Temperaturniveau (120 °C). Die Entwicklung der Energieverteilung im Verlauf der drei Ausbaustufen im Vergleich zum Jahr 2022 sind in Abbildung 8 zu sehen.

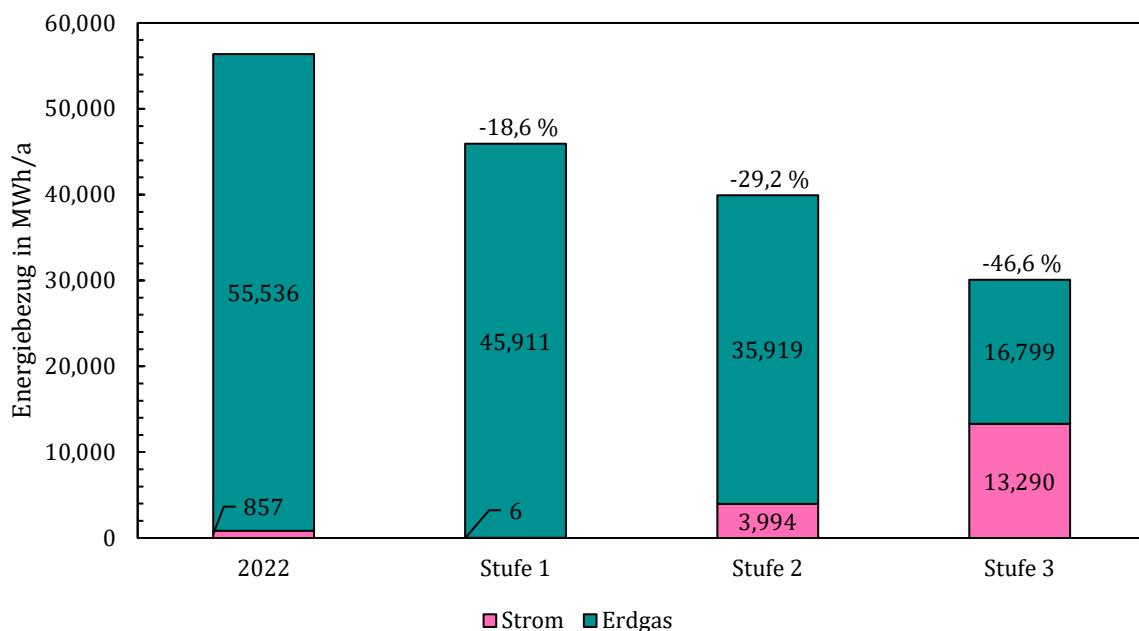


Abbildung 8: Auswirkungen der Ausbaustufen auf die Energieverteilung im Vergleich zum Jahr 2022

Die Verringerung des Energieverbrauchs und Anhebung des Elektrifizierungsgrads führt zu erheblichen Erdgaseinsparungen. So sinkt der Erdgasbezug von 54,1 GWh/a im Jahr 2022 auf voraussichtlich 17 GWh/a im Jahr 2025.

Mit dem reduzierten Energieverbrauch reduzieren sich auch die THG-Emissionen. Diese lassen sich durch die Verbrauchsmengen von Strom und Erdgas mit Hilfe von CO₂-Faktoren berechnen. Diesen Berechnungen liegen die Faktoren 0,201 tCO₂/MWh für Erdgas und 0,435 tCO₂/MWh für elektrische Energie zugrunde. Die Auswirkungen der Reduzierungen

auf den THG-Emissionen sind in Abbildung 9 veranschaulicht (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2023).

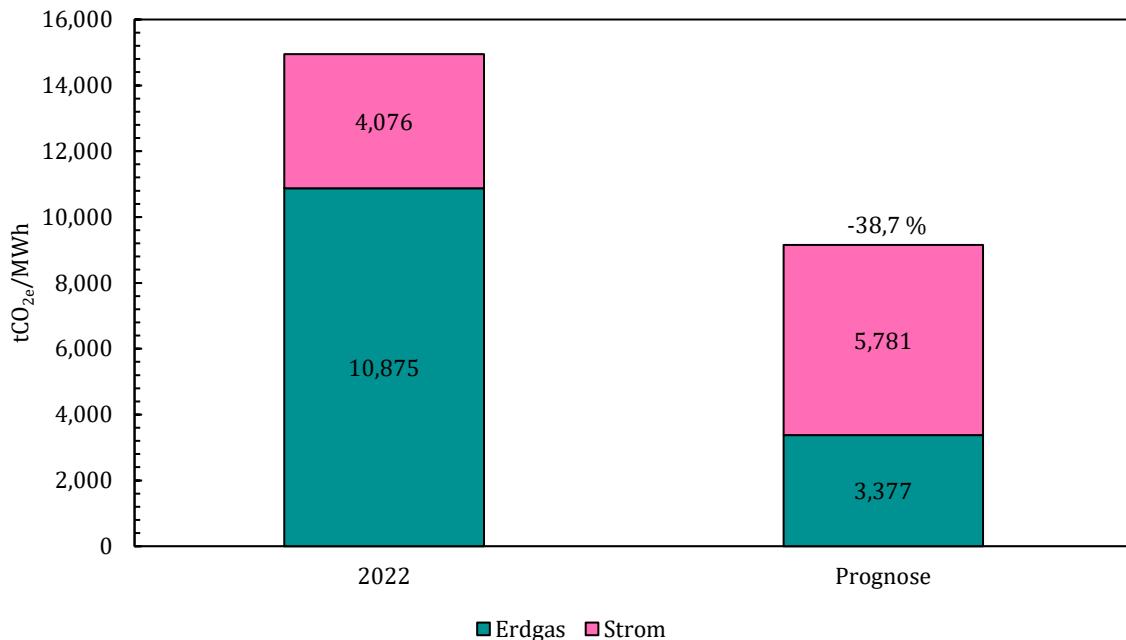


Abbildung 9: Verringerung der CO_{2e}-Emissionen im Vergleich zum Jahr 2022

4.3 Kostenstruktur

Die Energiekosten setzen sich hauptsächlich aus den Kosten für den Bezug von Strom und Erdgas zusammen. Die spezifischen Kosten sind der Tabelle 2 zu entnehmen.

Tabelle 2: Kostenstruktur der Molkerei für Bezug von Strom und Erdgas im Jahr 2022

Energieform		Einheit	Wert 2022
Strom	Bezug	kWh/a	1.100.110
	Kosten	€/a	387.464
	Arbeitspreis	ct/kWh	25,0
	Gesamtpreis	ct/kWh	37,1
Erdgas	Bezug	kWh/a	54.104.133
	Kosten	€/a	3.167.012
	Arbeitspreis	ct/kWh	4,3
	Gesamtpreis	ct/kWh	5,9

Es lässt sich zusammenfassend sagen, dass die Energiebezugskosten im Jahr 2022 bei ca. 3.554.000 €/a, der Arbeitspreis für Strom bei 25 ct/kWh und für Erdgas bei 4,3 ct/kWh lag.

Unter Berücksichtigung der dritten Ausbaustufe des Energieeinsparkonzepts (Kapitel 4.2) ergeben sich bei gleichbleibendem Preis Energiebezugskosten in Höhe von 5.922.000 €/a, da sich durch die Elektrifizierung der Anteil des Strombezugs deutlich erhöht. Für das Jahr 2030 lassen sich die Energiebezugskosten unter der Annahme, dass der Erdgaspreis auf 4,5 ct/kWh steigen und der Strompreis auf 11,0 ct/kWh sinken wird prognostizieren. Die dann zu erwartenden Energiebezugskosten liegen bei 2.218.000 €/a (M. Liebensteiner *et al.* 2025).

5 POTENZIALBESTIMMUNG DER VORHANDENEN RESTSTOFFE

Auf den landwirtschaftlichen Milchviehbetrieben, die die Molkerei mit Rohmilch beliefern, fallen Wirtschaftsdünger wie Mist und Gülle an. Diese Stoffströme sind nicht nur als Düngemittel, sondern auch hinsichtlich ihrer energetischen Verwertung von Bedeutung. Ziel der folgenden Untersuchung ist es daher, Umfang und energetisches Potenzial dieser Reststoffe zu bestimmen sowie deren zeitliche und räumliche Verfügbarkeit und Nutzbarkeit zu analysieren.

5.1 Methodische Vorgehensweise zur Datenerhebung und Auswertung

Zur Bestimmung des Potenzials der vorhandenen Reststoffe wurden primäre und sekundäre Daten herangezogen. In Zusammenarbeit mit der Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen wurden Fragebögen erstellt und den Milchviehbetrieben zusammen mit der Milchabrechnung seitens der Molkerei zugestellt. Der Fragebogen befindet sich im Anhang 13.1 und fokussiert Themen zur Milchviehhaltung, insbesondere zu der Haltungsform sowie den betrieblich anfallenden Reststoffen. Die Auswertung der Fragebögen dient als Grundlage für die Auswahl der Betriebe zur Probenentnahme, sowie zur Verknüpfung der Analyseergebnisse (z. B. spezifisches Biogaspotenzial) mit der Substratart und -charakteristik.

Bei den ausgewählten Betrieben wurden vorwiegend Milchviehgülle- und Mist beprobt und u. A. in Bezug auf das Biomethanpotenzial untersucht. Die Bestimmung erfolgte dabei im Labor für Abwasser- und Umwelttechnik der FH Münster in Steinfurt gemäß VDI-Norm 4630 zur Vergärung organischer Stoffe - Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung und Gärversuche (Verein Deutscher Ingenieure 2006).

Abschließend wurden die ermittelten Biogaspotenziale der einzelnen Standorte geostatistisch ausgewertet, um eine Standortmodellierung vornehmen zu können und so mögliche Biogasanlagenstandorte, sowie die Verteilung der Reststoffpotenziale zu identifizieren.

5.2 Quantitative Analyse der Reststoffverfügbarkeit

Von den digital verschickten Fragebögen wurden 53 von 181 (ca. 29 %) ausgefüllt zurückgesendet. Die Auswertung der Fragebögen in Bezug auf die Reststoffverfügbarkeit hat ergeben, dass 27 der 53 Betriebe (ca. 51 %) bereits Nutzungskonzepte inklusive Anwendung als Substrat in Biogasanlagen umsetzen. Somit nutzen knapp die Hälfte der betrachteten Betriebe ihre Reststoffe nicht energetisch, und kommen sowohl für eine Konzeptimplementierung als auch für eine Beprobung in Frage.

Die Betriebe ohne energetische Nutzung der Reststoffe wurden anhand der gemachten Angaben und den Milchliefermengen an die Molkerei in Größenklassen unterteilt. Die Verteilung der Betriebe in den Größenklassen ist der Tabelle 3 zu entnehmen.

Tabelle 3: Größenklassen und Anzahl der Milchviehbetriebe ohne energetische Nutzung der Reststoffe

Klasse	Reststoffmenge in kg/a	Anzahl der Milchviehbetriebe
1	< 2.000	5
2	2.000 - 4.000	13
3	> 4.000	8

5.3 Beprobung und Biogaspotenzialbestimmung

Zur Potenzialbestimmung haben 19 Betriebe ihre Reststoffe zu Verfügung gestellt und eine Probenahme vor Ort ermöglicht. Die Umsetzung erfolgte im Zeitraum von November 2023 bis Juni 2024. Dabei sind 50 Proben von überwiegend Milchviehgülle, Jungviehgülle und Mist genommen worden. Diese Proben wurden auf die Parameter TR, oTR, Methanertrag und das Verhältnis von flüchtigen organischen Säuren zur Carbonatpufferkapazität (FOS/TAC) analysiert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 10 zusammenfassend dargestellt. Dabei wurden in der Kategorie Gülle verschiedene Arten von Gülle zusammengefasst. Darunter zählen Güllen von Jungvieh verschiedener Alterseinteilungen (z. B. Jungvieh im Alter von 3-9 Monaten, 9-18 Monaten, usw.), Milchvieh- und Bullengülle. Eine weitere Unterteilung ergibt sich nach der Lagerung unter Stall oder separat. Die Kategorie Mist fasst Mistproben mit unterschiedlicher offener Lagerdauer zusammen. Die Lagerdauer der betrachteten Mistproben variiert dabei zwischen 0 Tagen (frisch aus dem Stall) und 6 Monaten. Es handelt sich hierbei um Mist von Jung- und Rindvieh, meist inklusive anfallender Futterreste.

Es lässt sich festhalten, dass der TR für Rindergülle einen Mittelwert von 7,2 % hat und damit niedriger ist als der TR von Rindermist mit einem Mittelwert von 20,9 %. Auffällig ist die Verteilung der einzelnen Analyseergebnisse. Die untere Antenne des Rindermist-Boxplots ist deutlich kürzer als bei den anderen Boxplots. Die Spannweite der Antenne reicht dabei bei Rindergülle von 1,8 % bis 13,3 % und bei Rindermist von 19,8 % bis 28,3 %. Der oTR hat bei Rindergülle mit einer Spannweite von 65,5 % bis 83,4 % einen Mittelwert von 76,5 %. Rindermist weist einen Mittelwert von 83,4 % auf, dabei reichen die Antennen bei Rindermist von 74,9 % bis 91,4 %. Die Analyse vom FOS/TAC ist nur bei flüssigen Proben möglich und damit nur für Rindergülle durchführbar. Der Mittelwert liegt hier bei 0,9 und liegt damit etwas höher als der empfohlene Bereich für den Betrieb von Biogasanlagen, wodurch eine Prozesshemmung erwartet werden kann (ALB Bayern e.V. o.J.).

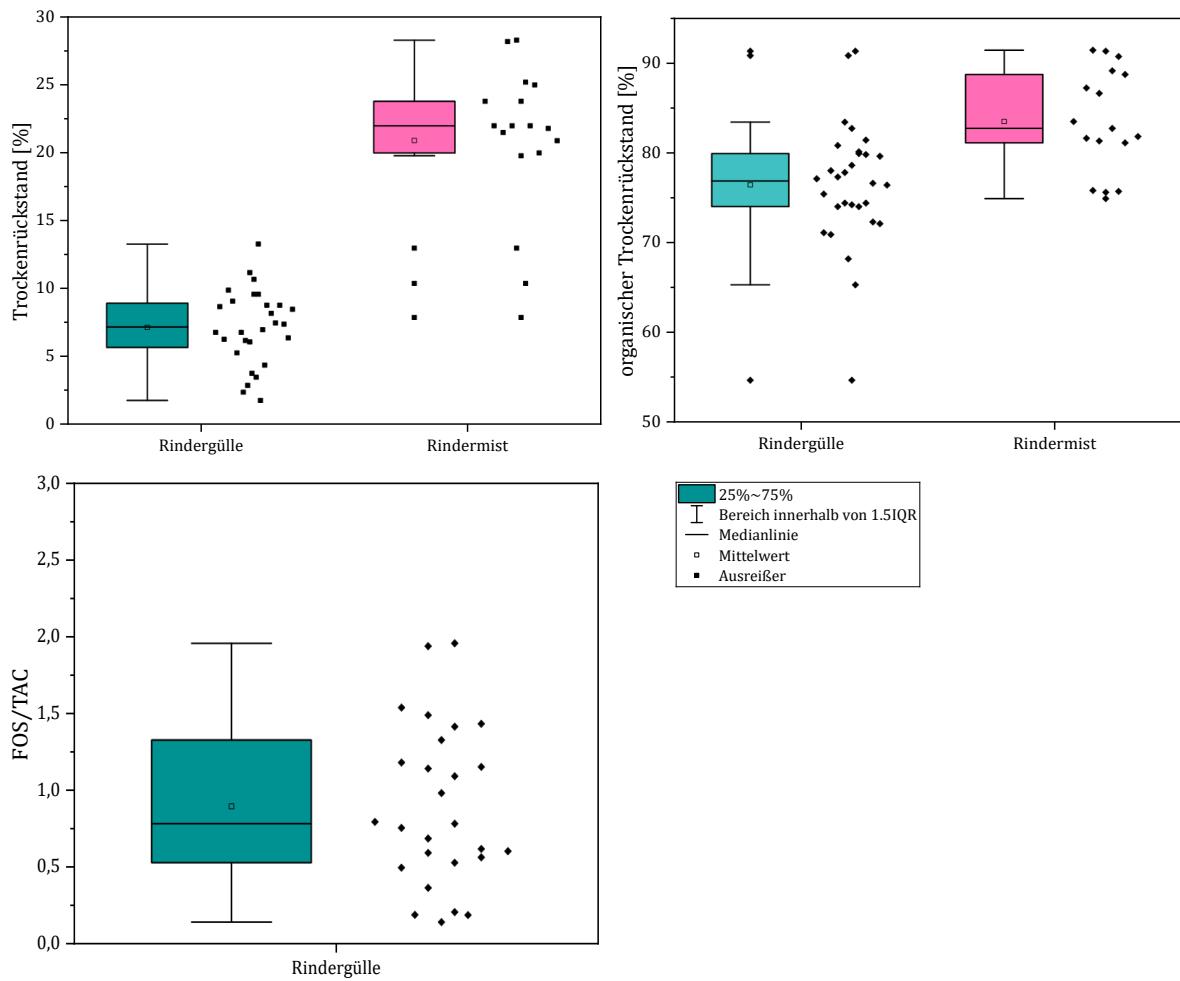


Abbildung 10: Boxplots der Analyseparameter Trockenrückstand, organischer Trockenrückstand sowie des Verhältnisses von flüchtigen organischen Säuren zur Carbonatpufferkapazität (FOS/TAC) für Rindergülle und Rindermist

In Abbildung 11 ist der Frischmasse (FM) und oTR-spezifische Methanertrag als Boxplot für Mist und Gülle dargestellt. Der Wertebereich des FM bezogenen Methanertrags für Rindermist reicht von 9 bis 47 L/kg FM. Dabei liegt der Median bei 28,5 L/kg FM und der Mittelwert bei 28,0 L/kg FM. Bei der Rindergülle erstreckt sich der Wertebereich von 1 bis 22 L/kg FM und der Median liegt bei 11,0 L/kg FM, wobei der Mittelwert bei 11,5 L/kg FM liegt. Der oTR-spezifische Methanertrag von Mist weist eine kompakte Verteilung auf, wobei der Median bei etwa 142 L/kg oTR liegt. Der Interquartilsbereich, der die mittleren 50 % der Messwerte abbildet, erstreckt sich von rund 110 bis 173 L/kg oTR. Die Gesamtheit der Werte innerhalb der Antennen reicht von 46 L/kg oTR bis 239 L/kg oTR. Der Mittelwert liegt leicht unterhalb des Medians bei 139,5 L/kg oTR.

Im Vergleich dazu zeigt Gülle insgesamt höhere oTR-spezifische Methanerträge. Der Median liegt bei 207 L/kg oTR, und der Interquartilsabstand reicht von 156 L/kg oTR bis 248 L/kg oTR. Die Spannweite der Daten ist bei Gülle deutlich größer als beim Mist, wobei Werte von 60 L/kg oTR bis 386 L/kg oTR abgedeckt werden. Der Mittelwert liegt mit 205 L/kg oTR nahe am Median von 207 L/kg oTR, was auf eine annähernd symmetrische Verteilung hinweist. In beiden Gruppen wurden keine Ausreißer festgestellt.

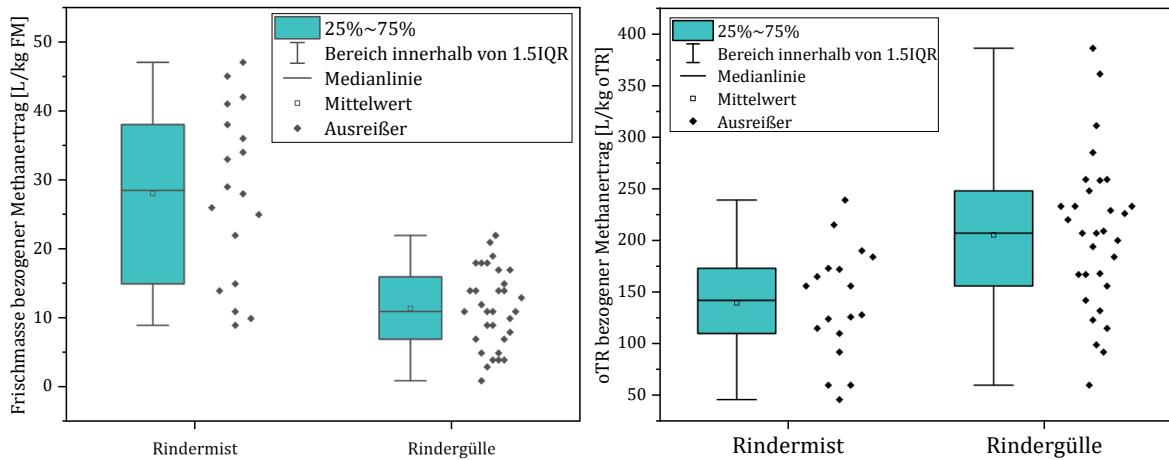


Abbildung 11: Boxplots des Analyseparameters Methanertrag für Rindermist & -gülle bezogen auf die Frischmasse (links) und den organischen Trockenrückstand (rechts)

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass Gülle im Mittel und Median ein höheres oTR-spezifisches Biomethanpotenzial aufweist als Mist. Gleichzeitig ist die Streuung der Werte bei Gülle größer, was auf eine höhere Variabilität der Probenzusammensetzung und Vergärbarkeit hinweist.

5.4 Geostatistische Auswertung und Standortmodellierung

In diesem Abschnitt geht es um die Verknüpfung der spezifischen Reststoffpotenziale mit den Standorten der landwirtschaftlichen Betriebe, aus der dann im Folgenden eine Standortmodellierung möglicher Biogasanlagen hervorgeht. Aus den Angaben der landwirtschaftlichen Betriebe und den Milchliefermengen der Molkerei lässt sich ein durchschnittlicher Reststoffanfall von 3,6 kg Reststoff/L Rohmilch ermitteln. Dabei liegt der Anteil von Gülle bei 87 % bzw. bei 13 % für Mist. Dadurch lässt sich die Faustzahl von 46,71 L Methan/L Rohmilch ableiten (Formel 1-3):

$$3,6 \frac{\text{kg Reststoffe}}{\text{L Rohmilch}} \cdot 0,13 \frac{\text{kg Mist}}{\text{kg Reststoffe}} \cdot 0,174 \frac{\text{kg oTR}}{\text{kg Mist}} \cdot 140 \frac{\text{L Methan}}{\text{kg oTR}} = 11,40 \frac{\text{L Methan}}{\text{L Rohmilch}} \quad (1)$$

$$3,6 \frac{\text{kg Reststoffe}}{\text{L Rohmilch}} \cdot 0,87 \frac{\text{kg Gülle}}{\text{kg Reststoffe}} \cdot 0,055 \frac{\text{kg oTR}}{\text{kg Gülle}} \cdot 205 \frac{\text{L Methan}}{\text{kg oTR}} = 35,31 \frac{\text{L Methan}}{\text{L Rohmilch}} \quad (2)$$

$$11,40 \frac{\text{L Methan}}{\text{L Rohmilch}} + 35,31 \frac{\text{L Methan}}{\text{L Rohmilch}} = 46,71 \frac{\text{L Methan}}{\text{L Rohmilch}} \quad (3)$$

Darauf aufbauend lassen sich die spezifischen Rohmilchliefermengen der landwirtschaftlichen Betriebe an die Molkerei mit einem Substratpotenzial verknüpfen. Ergänzend können in Kombination mit den Standorten der Milchviehbetriebe die Biomethanpotenziale räumlich eingeordnet werden. In Abbildung 12 sind die landwirtschaftlichen Betriebe, welche die Molkerei mit Rohmilch beliefern, dargestellt und in Radien von 10, 20 und 50 km eingeteilt.

Die erwartbare Energiemenge aus den Reststoffen wird zunächst in Biomethanvolumina (Mio. m³/a) berechnet. Die Umrechnung in kWh/a erfolgt über den Energiegehalt von Biomethan (= 9,97 kWh/m³). Wird die Energiemenge auf ein Betriebsjahr mit 8.760 h/a verteilt, ergibt sich daraus eine entsprechende Dauerleistung.

So lässt sich innerhalb von 10 km im Bereich um die Molkerei ein Biogaspotenzial von rund 4,8 Mio. m³/a ermitteln, was einer Energiemenge von 26,4 GWh/a entspricht. Dies entspricht einer durchschnittlich verfügbaren Leistung von ca. 3 MW. Im Bereich zwischen 10 und 20 km ergibt sich ein Potenzial von etwa 4,3 Mio. m³/a (\approx 23,6 GWh/a bzw. 2,7 MW). Für den Bereich über 20 bis 50 km werden ca. 6,3 Mio. m³/a Biogaspotenzial erwartet, entsprechend 34,6 GWh/a bzw. 4,0 MW. Etwa 5 % der Rohmilch liefernden Betriebe befinden sich außerhalb des 50-km-Radius und wurden aufgrund ihrer geringen Milchliefermengen und der großen Transportdistanzen für mögliche Reststofftransporte außer Betracht gelassen.

Insgesamt ergibt sich somit in einem Radius von 50 km ein Gesamtpotenzial von rund 15,3 Mio. m³ Biogas/a, was einer Energiemenge von 84,2 GWh/a entspricht. Unter der Annahme eines kontinuierlichen Betriebs (8.760 h/a) entspricht dies einer Leistung von 9,6 MW. Dabei ist zu erwähnen, dass die Betriebe, die ihre Reststoffe bereits energetisch nutzen, hierbei mit einberechnet und ebenfalls auf der Karte visualisiert sind.

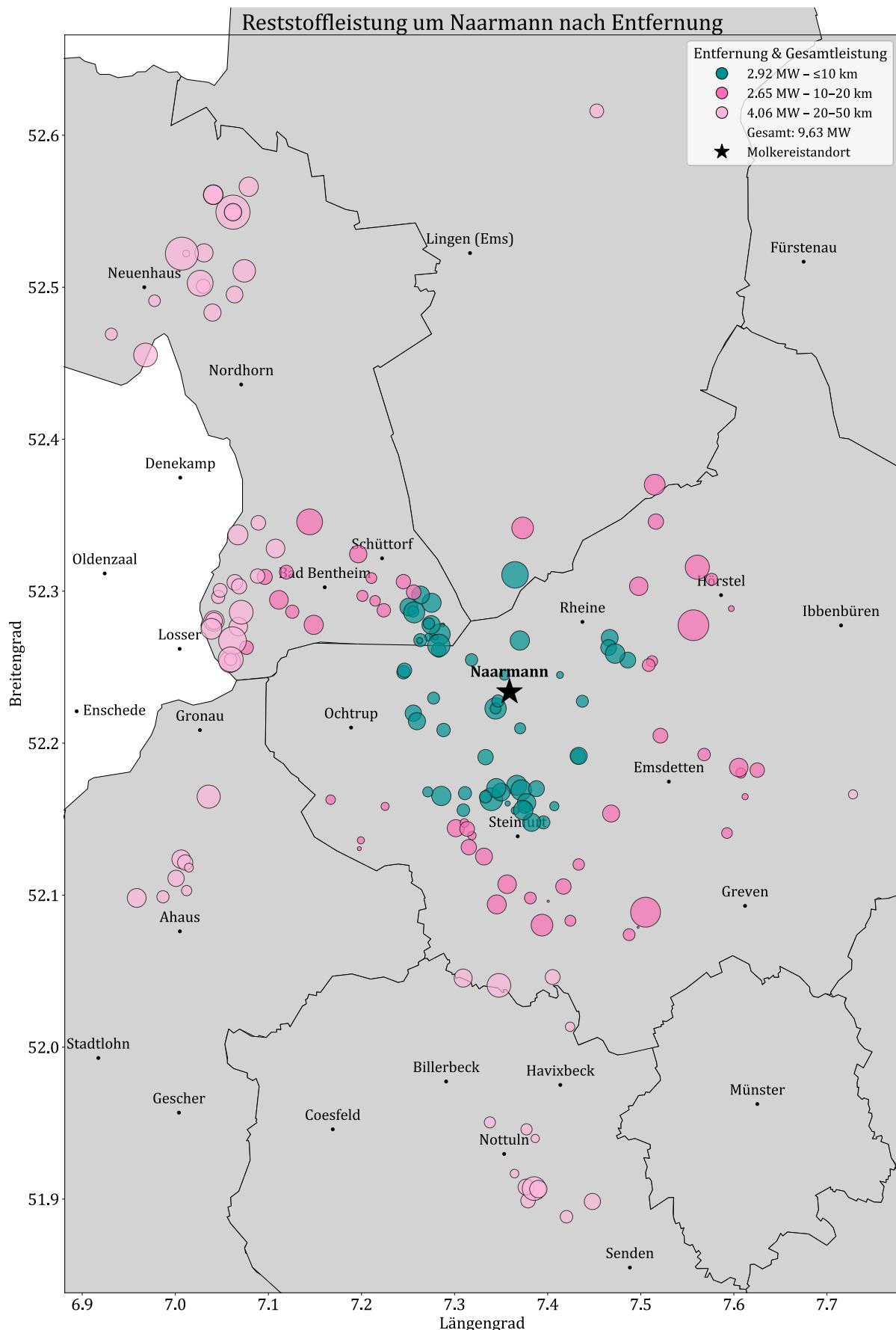


Abbildung 12: Reststoffleistung im Umkreis der Molkerei Naarmann und Einteilung hinsichtlich der Entfernung zur Molkerei

6 ENTWICKLUNG VON BIOGASNUTZUNGSKONZEPTEN

Zur Entwicklung tragfähiger Konzepte für die energetische Nutzung von Reststoffen ist eine systematische Analyse und Bewertung unterschiedlicher technischer und wirtschaftlicher Lösungsansätze erforderlich. Ziel ist es, sowohl die Potenziale als auch die Einschränkungen verschiedener Versorgungsoptionen zu erfassen und eine fundierte Grundlage für eine Entscheidungsfindung zu schaffen. In diesem Abschnitt werden daher die herangezogenen Kriterien, die Einbindung lokaler Energiepotenziale sowie die Entwicklung und Bewertung möglicher Nutzungskonzepte beschrieben.

6.1 Festlegung der Bewertungskriterien

Im Rahmen der Entwicklung von Konzepten zur energetischen Nutzung von Reststoffen liegt der Fokus darauf, die für den Betrieb benötigten Energiemengen in Form von Strom, Wärme und Dampf durch erneuerbare Quellen bereitzustellen. Dabei werden sowohl zentrale als auch dezentrale Versorgungslösungen betrachtet. Die Vielfalt der möglichen Ansätze ergibt sich aus unterschiedlichen technischen, wirtschaftlichen und logistischen Rahmenbedingungen. Von zentraler Bedeutung sind dabei die zu erwartende Rohgasproduktion sowie die räumliche Verteilung der verfügbaren Reststoffe.

Neben diesen Grundparametern werden weitere Einflussfaktoren berücksichtigt, wie die Aufbereitung des erzeugten Biogases zu Biomethan, die Form seiner Nutzung (physikalisch oder bilanziell), der angestrebte Umfang der energetischen Versorgung sowie der wirtschaftlich darstellbare Einzugsradius einer Biogasanlage.

Das Zusammenspiel dieser Faktoren führt zur Entwicklung mehrerer Konzeptvarianten. Diese dienen als Grundlage für eine vergleichende Bewertung. Für diese Bewertung wurden in Abstimmung mit der Molkerei Naarmann spezifische Kriterien festgelegt, um eine transparente und nachvollziehbare Beurteilung der Konzepte zu ermöglichen. Diese werden im weiteren Verlauf erläutert:

1. Sammel- und Transportaufwand für Reststoffe

Ermittlung des logistischen Aufwands, insbesondere unter Berücksichtigung der räumlichen Verteilung und Transportdistanzen der anfallenden Reststoffe.

2. Investitionskosten

Abschätzung der erforderlichen Investitionssumme für Anlagenbau, Infrastruktur und ggf. Aufbereitungstechnologien.

3. Prozessbedingte THG-Emissionen

Zuweisung der THG-Emissionen, die direkt im Rahmen der technischen Umsetzung entstehen (z. B. durch Gärproduktlagerung, Gasverluste).

4. Umsetzungshorizont

Einschätzung des zeitlichen Rahmens für Planung, Genehmigung, Bau und Inbetriebnahme der Anlage(n).

5. Verbleibender Erdgasbedarf

Bewertung des Grades der fossilen Substitution.

6. Einsatz von Energiepflanzen

Berücksichtigung, ob und in welchem Umfang ergänzend Energiepflanzen eingesetzt werden.

7. Regionale Abhängigkeit

Einschätzung, inwieweit das entwickelte Konzept auf andere Regionen übertragbar ist oder ob es stark an spezifische regionale Gegebenheiten (z. B. Reststoffstruktur, Infrastruktur, politische Rahmenbedingungen) gebunden ist.

Die Bewertung erfolgt auf Basis qualitativer Einschätzung der oben genannten Bewertungsmaßstäbe. Der Einschätzung der Kriterien folgt eine Gewichtung der einzelnen Maßstäbe anhand von Gewichtungsfaktoren, so werden niedrig priorisierte Faktoren mit 0,2 und höher priorisierte Faktoren mit 0,8 verrechnet. Da die Erdgassubstitution das Hauptziel darstellt wird dieses Bewertungskriterium mit 1,0 multipliziert. Ziel der Bewertung ist es, die Konzepte systematisch zu vergleichen und eine belastbare Entscheidungsgrundlage für die Auswahl der aussichtsreichsten Lösung zu schaffen.

6.2 Integration lokaler Energieüberschüsse

Ein wesentlicher Bestandteil der Konzeptentwicklung ist die Einbindung lokal verfügbarer Energiepotenziale, um Synergien zwischen bestehenden Infrastrukturen zu nutzen. In diesem Fall bietet die in unmittelbarer Nähe (ca. 1,5 km) gelegene kommunale Kläranlage ein konkretes Potenzial zur energetischen Integration.

Die Kläranlage behandelt neben den kommunalen Abwässern auch die hochbelasteten Abwässer der Molkerei. Aufgrund des hohen Anteils an Lipiden wurde eine Flotationsstufe installiert, die zu einer deutlichen Erhöhung der Klärgasproduktion geführt hat. Dieses Klärgas stellt ein relevantes energetisches Nebenprodukt dar, das derzeit nicht vollständig genutzt werden kann. Ein Teil des anfallenden Gases überschreitet den

Eigenbedarf der Kläranlage und steht somit als überschüssiges Rohgas zur Verfügung. Mit der Nutzung dieses Potenzials wird nicht nur eine gewisse Energiemenge erschlossen, sondern auch der Produktionskreislauf der Milchproduktverarbeitung geschlossen, da die aus dem Abwasser der Milchproduktion stammende Energie durch die Nutzung des überschüssigen Klärgases wieder der Milchproduktverarbeitung zugeführt wird.

Im Rahmen der Konzeptentwicklung wird geprüft, wie dieses überschüssige Klärgas als Rohgas in ein übergreifendes Versorgungskonzept integriert werden kann. Es lässt sich mit einem jährlichen Energieüberschuss von ca. 2,5 GWh/a rechnen, wobei sich der Überschuss hauptsächlich auf die Sommermonate verteilt, da in den Wintermonaten der erhöhte Wärmebedarf des Faulturms die überschüssige Energie reduziert.

6.3 Entwicklung von Nutzungskonzepten

Im Folgenden werden vier mögliche Konzepte zur energetischen Nutzung der Reststoffe vorgestellt. Zur Unterstützung der Analyse wurden Python-Skripte eingesetzt, mit denen geografische Karten erstellt wurden, um potenziell optimale Standorte für eine oder mehrere Biogasanlagen zu identifizieren (siehe Anhang 13.3). Die Anwendung fand in der Entwicklungsumgebung Spyder und mit der Python-Version 3.12 statt. Die genutzten Bibliotheken sind dem Anhang 13.3 zu entnehmen. Grundlage dieser Kartierungen sind die Standorte der landwirtschaftlichen Betriebe, welche die Molkerei Naarmann mit Rohmilch beliefern, sowie bestehende Biogasanlagen, die für eine Integration in das Gesamtkonzept in Betracht kommen. Zusätzlich wurden die Betriebe mit den prognostizierten jährlichen Milchmengen verknüpft, um daraus Rückschlüsse auf die potenziellen Reststoffmengen zu ziehen. Auf dieser Basis lassen sich geeignete Standorte hinsichtlich minimaler Transportdistanzen und sinnvoller Einzugsradien für neue und bestehende Anlagen bestimmen.

Für die Standortanalyse wurde der k-means-Algorithmus verwendet, ein etabliertes Verfahren zur Clusterbildung. Dabei werden Datenpunkte, hier die landwirtschaftlichen Betriebe, so gruppiert, dass innerhalb eines Clusters möglichst geringe Distanzen zu einem gemeinsamen Mittelpunkt bestehen. Die Anzahl der Cluster wurde dabei praxisorientiert festgelegt, etwa anhand der verfügbaren Reststoffmenge und den sich daraus ergebenen Energiemengen pro Jahr. Durch die iterative Neuberechnung der Clusterzentren werden die Abstände zwischen Betrieben und ihren jeweiligen Schwerpunkten minimiert, was eine effiziente Standortplanung unterstützt. Das Ergebnis der Clusterung liefert eine belastbare Grundlage zur Bestimmung optimaler Anlagestandorte unter Berücksichtigung logistischer und mengenbezogener Faktoren.

6.3.1 Konzept 1: Zentrale Biomethananlage

Das erste Konzept umfasst die Errichtung einer zentralen Biomethananlage zur Verwertung landwirtschaftlicher Reststoffe. In Abbildung 13 ist die zugehörige Konzeptskizze

dargestellt. Je nach räumlicher Nähe zur Molkerei bzw. zum Gasnetz ist sowohl eine bilanzielle als auch eine physikalische Nutzung des erzeugten Biomethans möglich. Die Rückführung und Verwertung des Gärprodukts als Dünger auf den landwirtschaftlichen Betrieben ist im Konzept berücksichtigt.

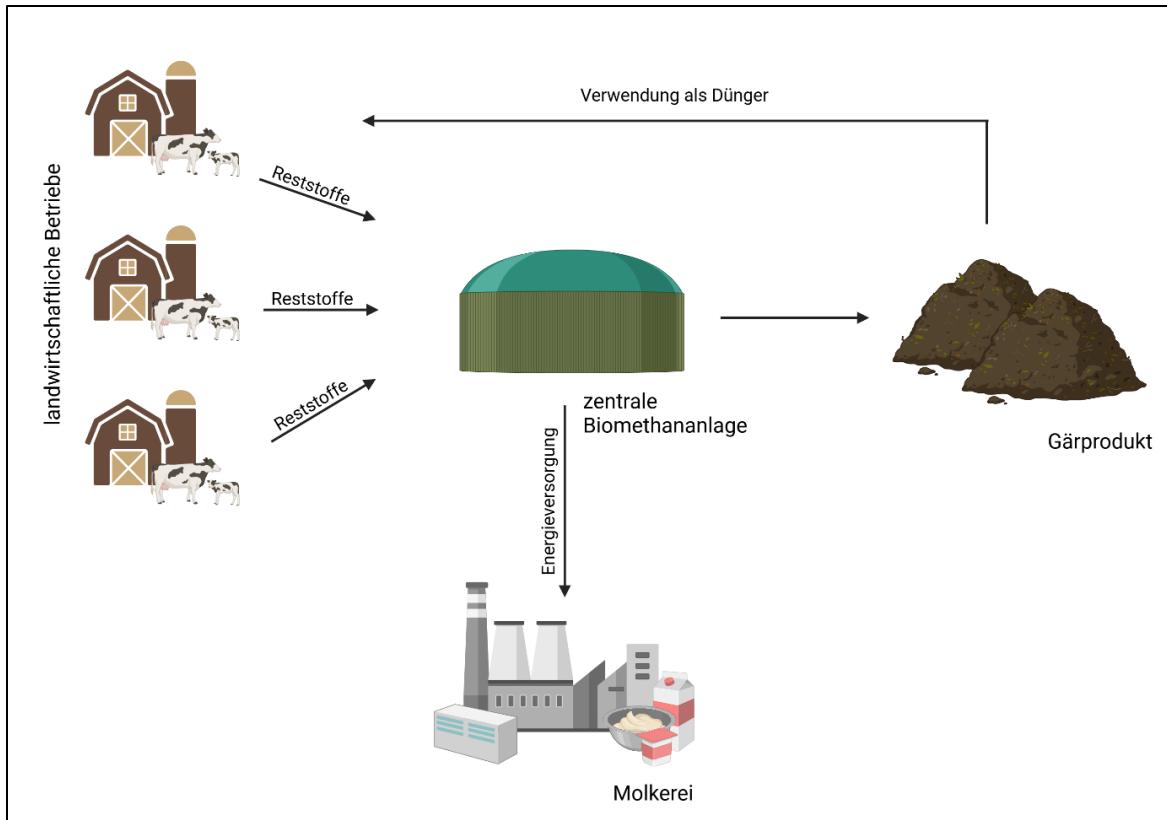


Abbildung 13: Schema; Konzept 1: Zentrale Biomethananlage

Zentrale Biomethananlagen bieten eine Reihe von Vorteilen, insbesondere im Hinblick auf Effizienz, Wirtschaftlichkeit und technische Umsetzbarkeit. Durch die Bündelung größerer Substratmengen lassen sich Skaleneffekte erzielen, die zu niedrigeren spezifischen Investitions- und Betriebskosten führen. Insbesondere die Gasaufbereitung zu Biomethan ist in größeren Anlagen technisch effizienter und wirtschaftlich tragfähiger (Beil *et al.* 2019). Die kontinuierliche Betriebsweise einer zentralen Anlage ermöglicht eine stabile Prozessführung und gleichmäßige Gasqualität. Auch der administrative Aufwand ist reduziert, da lediglich ein Genehmigungsverfahren durchlaufen werden muss und der Betrieb zentral überwacht und gesteuert werden kann. In der Regel besteht zudem die Möglichkeit, das aufbereitete Biomethan direkt ins Gasnetz einzuspeisen.

Demgegenüber stehen ökonomische und organisatorische Herausforderungen. So ist der logistische Aufwand deutlich höher: Die benötigten Reststoffe müssen aus einem definierten Einzugsgebiet zur zentralen Anlage transportiert werden. Auch aus genehmigungsrechtlicher Sicht kann der Anlagenbau komplex sein. In sensiblen oder dichter besiedelten Regionen kann ein erhöhter Abstimmungsbedarf bestehen, um die Planung mit den lokalen Gegebenheiten und Interessen in Einklang zu bringen. Dabei können Aspekte wie

mögliche Geruchsemissionen, zusätzliches Verkehrsaufkommen oder Veränderungen im Landschaftsbild auftreten.

Ein zusätzlicher Aspekt ist die Vermarktung des erzeugten Biomethans. Unter bestimmten regulatorischen und marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen kann insbesondere der Absatz im Verkehrssektor attraktiv sein. Als fortschrittlicher Biokraftstoff gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) besitzt Biomethan im Treibstoffsektor grundsätzlich eine hohe Relevanz, da es auf die Treibhausgasminderungsquote angerechnet werden kann und Mineralölunternehmen damit ihre gesetzlichen Verpflichtungen erfüllen. Durch die bilanzielle Vermarktung über den sogenannten Massenbilanzansatz lassen sich dabei zusätzliche Erlöse erzielen.

Allerdings zeigt sich zunehmend, dass die Vermarktung im Verkehrssektor nicht mehr in jedem Fall die wirtschaftlich attraktivste Option darstellt. Einerseits können hohe Quotenpreise für Treibhausgasminderungen Biomethan sehr lukrativ machen, insbesondere wenn es aus Reststoffen stammt und doppelt angerechnet wird. Andererseits führen ein wachsendes Angebot, strengere Nachhaltigkeitskriterien sowie die politische Schwerpunktsetzung auf Elektromobilität zu Unsicherheiten und schwankenden Erlösen. Im Vergleich zur Wärmeerzeugung ist die Kraftstoffvermarktung daher nicht automatisch überlegen, sondern muss im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse geprüft werden. Jedoch ist festzuhalten, dass sich durch die Aufbereitung zu Biomethan eine Vielzahl an Vermarktungsmöglichkeiten eröffnen, z. B. über das Erdgasnetz.

Abbildung 14 zeigt den ermittelten Standort für die Errichtung einer zentralen Anlage auf Basis der Kartierung in Kapitel 6.3. Bei einem Einzugsradius von 15 km ergibt sich aus den verfügbaren Reststoffen eine potenzielle Anlagenleistung von ca. 5 MW. Dies entspricht einem Energiepotenzial von über 43 GWh/a.

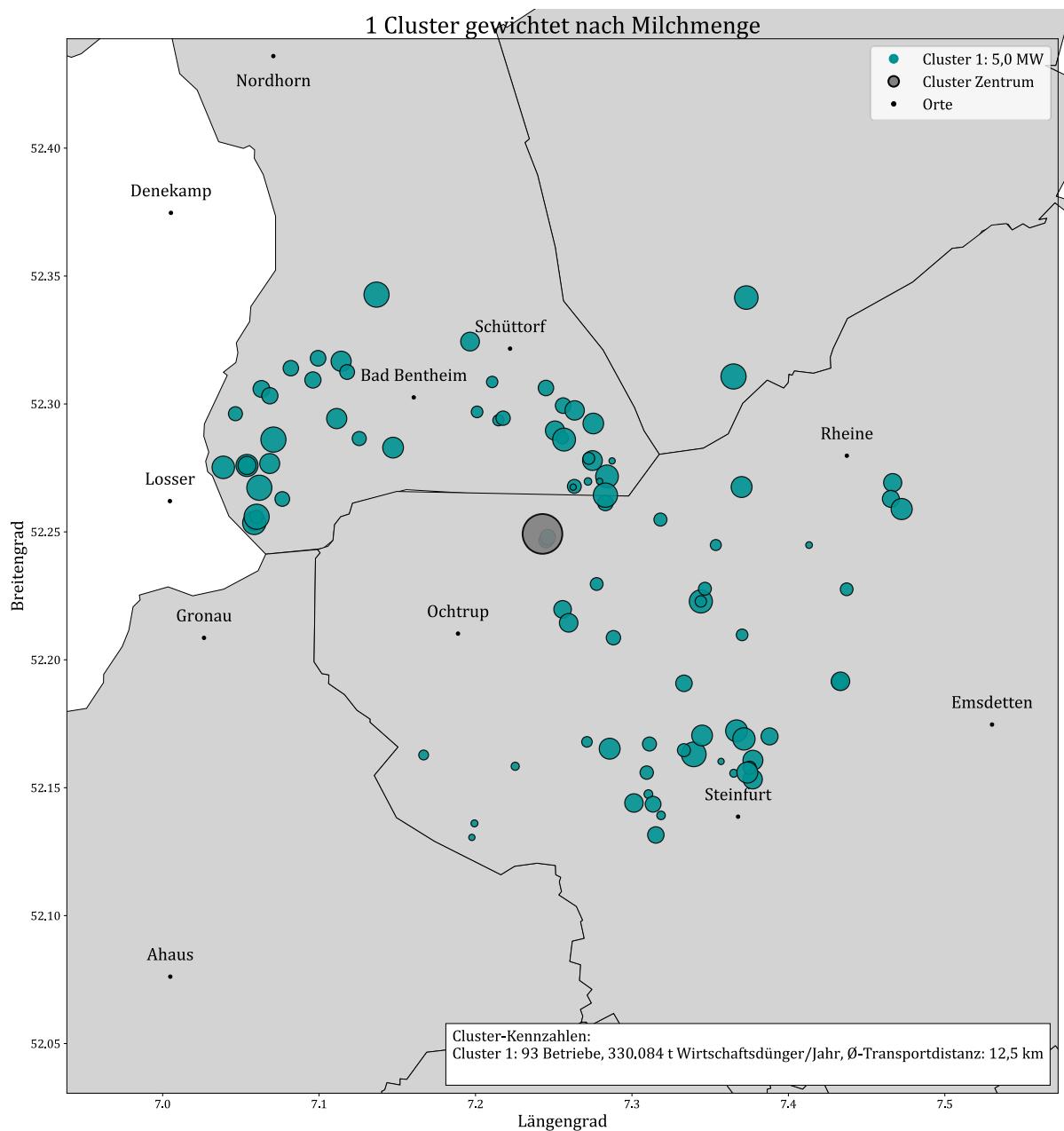


Abbildung 14: Clusterbildung Konzept 1

Eine zentrale Biomethananlage bietet durch ihre Größe und die damit verbundenen Skaleneffekte sowie den hohen Anteil an Reststoffnutzung ein hohes Potenzial zur kompletten Erdgassubstitution innerhalb der Energieversorgung der Molkerei. Gleichzeitig sind jedoch hohe Investitionssummen und ein erhöhter Logistikaufwand zu erwarten. Auch ökologische Aspekte wie zusätzlicher Transport und daraus resultierende THG-Emissionen sowie alternative Absatzmärkte im Treibstoffsektor und deren Opportunitätskosten sollten berücksichtigt werden.

6.3.2 Konzept 2: Mehrere dezentrale Biomethananlagen

Ein alternatives Konzept zur Errichtung einer zentralen Anlage besteht in der Verteilung der Reststoffverwertung auf mehrere Biomethananlagen (siehe Abbildung 15). Die Standorte solcher Anlagen lassen sich dabei besser auf Reststoffschwerpunkte auslegen und

verringern dadurch Transportdistanzen. Auch hier ist eine bilanzielle oder physikalische Nutzung je nach Nähe zur Molkerei denkbar.

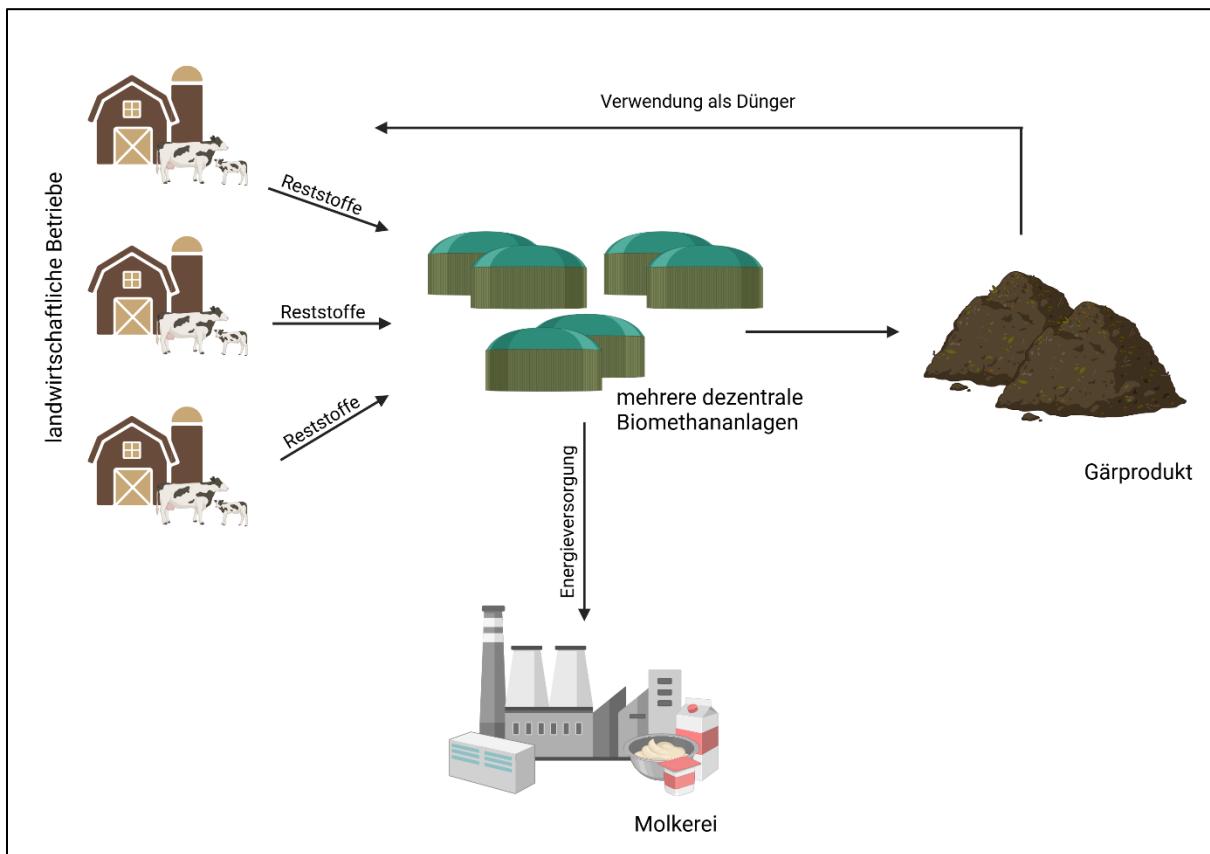


Abbildung 15: Schema; Konzept 2: Mehrere dezentrale Biomethananlagen

Das Konzept verfolgt dabei den Ansatz das Gesamteinzugsgebiet in sinnvolle Substrat-Einzugsregionen zu unterteilen. Für jede dieser Regionen wird ein separater Anlagenstandort vorgesehen, der jeweils eine technische Größe von > 1 MW (=167 Nm³ Rohbiogas/h bei einem Methangehalt von 60 %) erreicht, sodass eine wirtschaftliche Gasaufbereitung zu Biomethan darstellbar ist.

Chancen dieses Ansatzes ergeben sich vor allem in Bezug auf die logistische Effizienz. Die Transportdistanzen für Reststoffe werden durch die regionale Verteilung der Anlagen deutlich reduziert, wodurch Verkehr, Emissionen und Transportkosten sinken. Gleichzeitig wird die Rückführung der Gärprodukte auf die landwirtschaftlichen Betriebe bzw. Flächen durch die Reduzierung der Transportdistanzen erleichtert.

Dennoch sind auch hier Herausforderungen zu berücksichtigen. Mehrere Anlagen bedeuten einen höheren Gesamtinvestitionsbedarf und erhöhen den Planungs- und Genehmigungsaufwand, da für jeden Standort ein separates Genehmigungsverfahren durchlaufen werden muss. Ebenso steigen die Anforderungen an das technisch-wirtschaftliche Betriebsmanagement, insbesondere bei Fragen der übergeordneten Gasvermarktung, Betriebsverantwortlichkeit und Infrastrukturkoordination. Die Wirtschaftlichkeit der

Gasaufbereitung kann bei sinkender Anlagengröße zunehmend Wirtschaftlichkeitsgrenzen unterschreiten.

Auch bei diesem Konzept ist eine Vermarktung des erzeugten Biomethans im Kraftstoffsektor möglich. Über eine bilanzielle Einspeisung könnte auch bei verteilten Standorten eine Bündelung der erzeugten Mengen erfolgen, um diese dann im Treibstoffsektor vermarkten zu können. Die dadurch entstehenden Opportunitätskosten, die sich aus den entgangenen Erlösen alternativer Verwertungswege ergeben, sind hier ebenfalls zu berücksichtigen.

In Abbildung 16 sind die optimalen Standorte bei Errichtung von zwei Biomethananlagen gemäß der Kartenerstellung abgebildet. Dabei entstehen zwei Einzugsradien von 10 km und einer sich daraus ergebenen energetischen Leistung der zu erwartenden Reststoffe von 2,4 MW und 1,2 MW. Das entspricht einer jährlichen Energiemenge von ca. 21 GWh/a und 10,5 GWh/a.

Die Erstellungen von Konzepten mehrerer dezentraler Biomethananlagen mit ≥ 3 einzelnen Anlagen ergeben keine wirtschaftlich sinnvollen Anlagengrößen. So entsteht bei der Berücksichtigung von mehr als zwei Anlagen immer eine Anlage, die eine Leistung von < 1 MW (=167 Nm³ Rohbiogas/h bei einem Methangehalt von 60 %) aufweist. Bei der Erstellung von drei oder mehr Anlagen sind es mindestens zwei Anlagen, die unter die 1 MW-Grenze fallen. Da ein wirtschaftlicher Betrieb solcher Anlagenleistungen i. d. R. nicht umsetzbar ist, werden diese Konzeptauslegungen nicht weiterverfolgt.

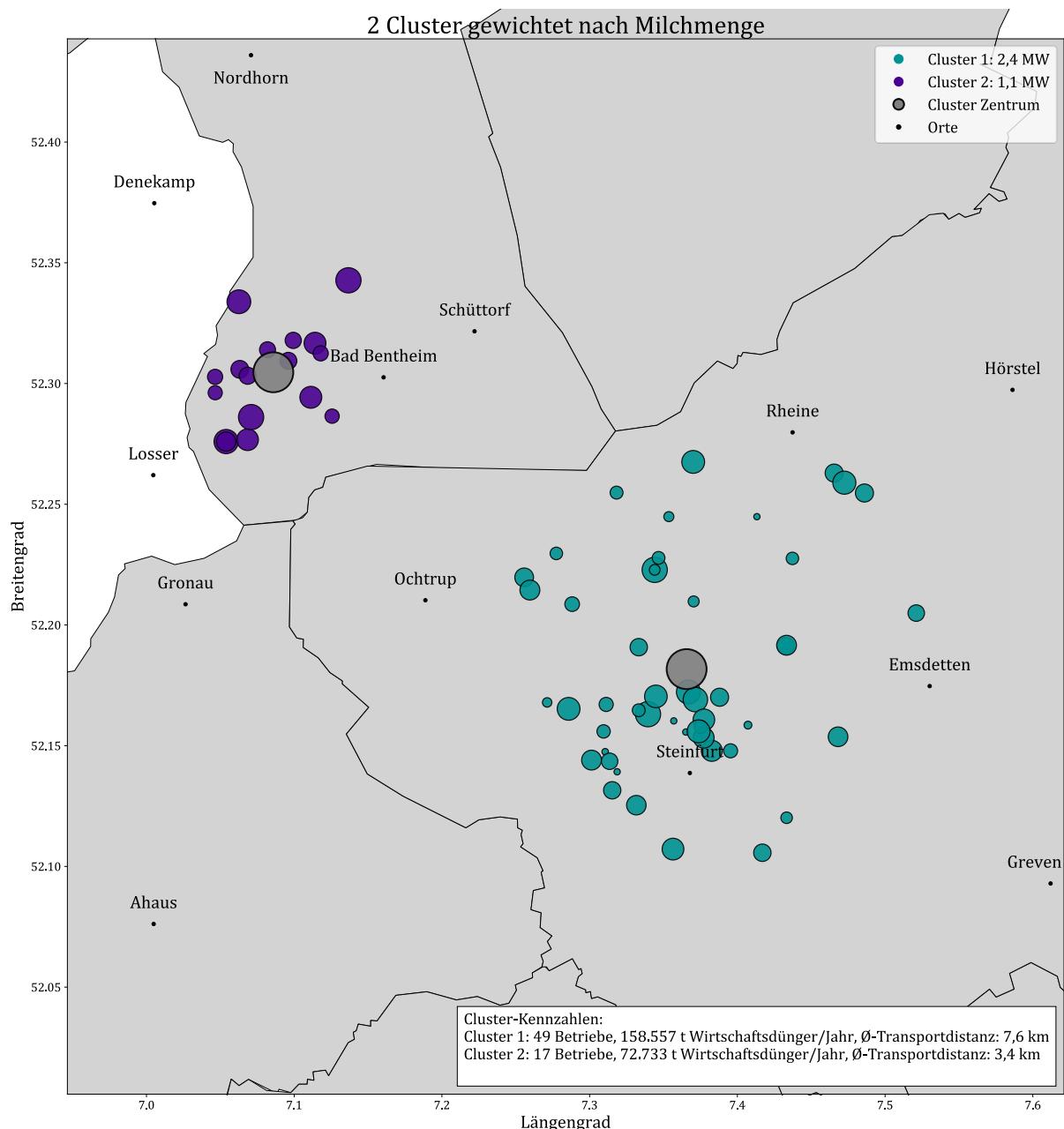


Abbildung 16: Clusterbildung Konzept 2

Es lässt sich zusammenfassen, dass die Verteilung von Biomethanlagen den Transportaufwand für Reststoffe und Gärprodukte reduziert. Die Errichtung mehrerer Anlagen erhöht jedoch auch den Investitionsaufwand. Zusätzlich sind auch hier Opportunitätskosten in Bezug auf den Treibstoffmarkt zu berücksichtigen.

6.3.3 Konzept 3: Rohgascluster aus Bestandsanlagen

Die Erstellung eines Rohgasclusters fokussiert die Nutzung der Reststoffe mit anschließender, physikalischer Anwendung der Energie in Form von Rohbiogas (entfeuchtet und entschwefelt). Dabei werden Bestandsbiogasanlagen in räumlicher Nähe zur Molkerei identifiziert und zu einem Rohgascluster zusammengefasst. Unter Einbindung der kommunalen Kläranlage entsteht ein Rohgascluster, bei dem lokale Energieüberschüsse

sowie die landwirtschaftlichen Reststoffe genutzt werden. Das Rohgas kann in der Dampfkesselanlage der Molkerei zur Wärmeerzeugung verwendet werden. Die Nutzung der Gärprodukte als Dünger auf den landwirtschaftlichen Betrieben kann auch in diesem Konzept erfolgen (siehe Abbildung 17).

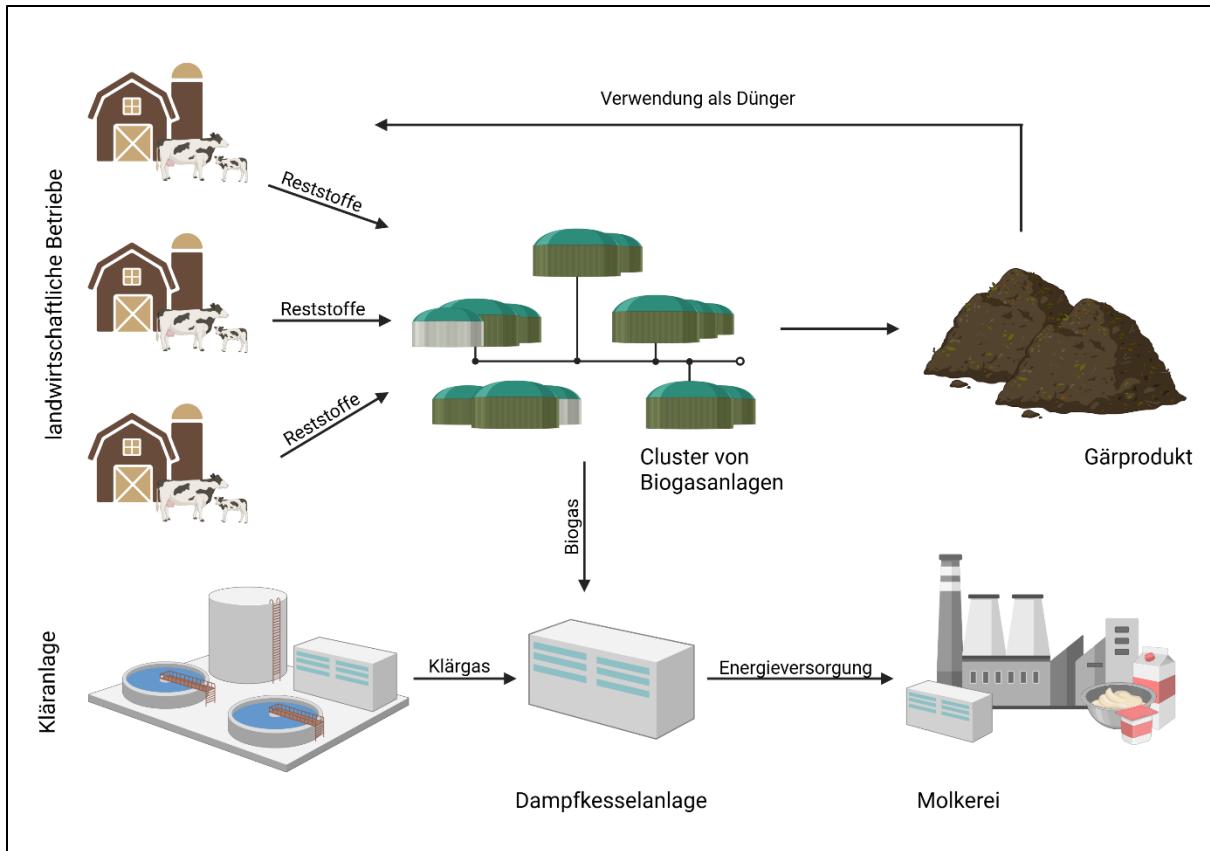


Abbildung 17: Schema; Konzept 3: Rohgascluster aus Bestandsanlagen

Bei diesem Konzept wird nicht nur die Nutzung der bestehenden Fermentationskapazitäten, sondern auch dessen Erweiterungsmöglichkeiten betrachtet. Dabei wird die mögliche Aufrüstung der Bestandsanlagen in Absprache mit den Anlagenbetreibenden und in Abhängigkeit der standortspezifischen Bedingungen geplant und ausgelegt, um den Substitutionsgrad für das Konzept zu erhöhen.

Bei diesem Konzept fallen die Investitionskosten deutlich geringer aus als bei der Neuerichtung von Biomethan-Anlagen in Konzept 1 & 2. Ebenso ist die Betreibersituation bereits geklärt und die Implementierung eines solchen Konzepts kann eine Möglichkeit darstellen, Bestandsanlagen auch nach dem Auslaufen der ersten EEG-Förderperiode wirtschaftlich weiterzubetreiben.

Gleichzeitig ergeben sich u. U. Begrenzungen in Hinblick auf den Reststoffanteil im Substratmix sowie den Erdgassubstitutionsgrad aufgrund der bestehenden Anlagentechnik. Da hier die physikalische Nutzung des Rohbiogases betrachtet wird, entfällt die Mög-

keit der Nutzung des öffentlichen Erdgasnetzes und es bedarf der Errichtung eines Rohgasnetzes, welches die Bestandsanlagen, die Kläranlage, sowie die Molkerei miteinander verbindet.

In der Umgebung der Molkerei konnten zwei Betreibende bestehender Biogasanlagen identifiziert werden. In Abbildung 18 ist ein Anlagenstandort mit dem zugehörigem Einzugsradius für Reststoffe zu sehen. Der Standort repräsentiert die beiden Bestandsbiogasanlagenstandorte, da sich diese in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander befinden. Bei einem festgelegten Radius vom 10 km ergibt sich ausgehend von den verfügbaren Reststoffmengen eine Leistung von 2,0 MW. Bei fehlendem Erschließungsvermögen der betrachteten Reststoffe (z. B. landwirtschaftliche Betriebe, die ihre Wirtschaftsdünger bereits anderweitig energetisch nutzen) ließe sich der Einzugsradius weiter vergrößern, um ein größeres Gebiet und damit weitere Reststoffquellen zu betrachten.

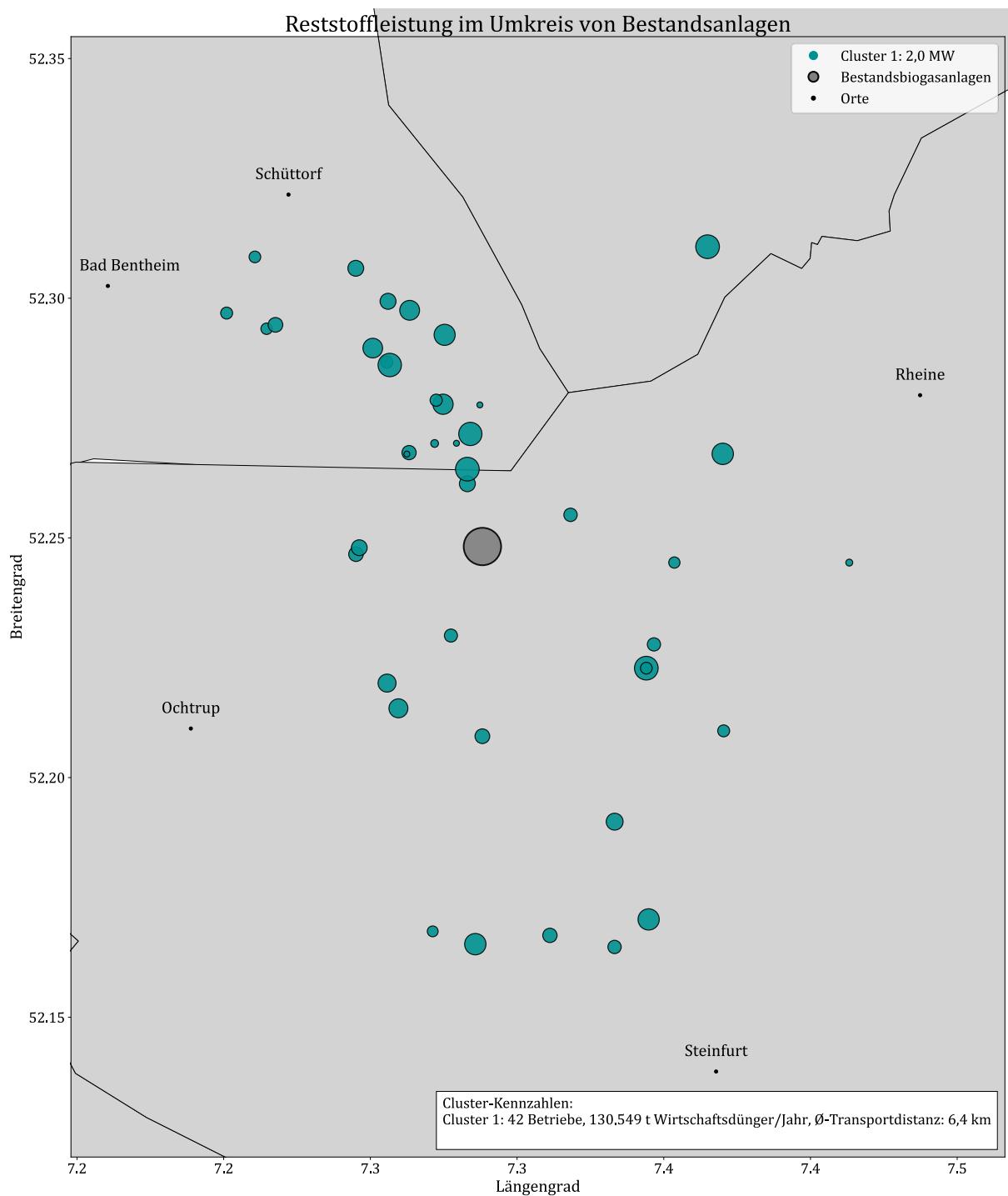


Abbildung 18: Einzugsgebiet für Reststoffe für Konzept 3 & 4

Die Nutzung des aus landwirtschaftlichen Reststoffen erzeugten Rohbiogases in dem Heizkessel der Molkerei stellt eine technisch einfache Verwertungsoption dar. Gleichzeitig entfallen die Investitions- und Betriebsaufwendungen für eine Gasaufbereitung zu Biometan, sodass hiermit eine wirtschaftlich und umsetzungsnahe Lösung der Fragestellung zu erwarten ist.

6.3.4 Konzept 4: Nutzung und Erweiterung einer Bestandsanlage

Das vierte Konzept ähnelt dem Konzept des Rohgasclusters aus Bestandsanlagen in vielen Aspekten. Es handelt sich hierbei lediglich um die Betrachtung einer Bestandsanlage und nicht um den Verbund (Abbildung 19). Diese Lösung beschreibt das Konzept 3 für den Fall, dass sich nur eine Bestandslage implementieren lässt. Hierbei lassen sich voraussichtlich geringere Substitutionsgrade sowie ein geringerer Teil der Reststoffnutzung erreichen, da die Fermenterkapazitäten einer Anlage begrenzt sind. Das erforderliche Rohgasnetz verbindet hier die Bestandsanlage mit der Kläranlage und der Molkerei. Abbildung 18 bezieht sich somit auch auf dieses Konzept und repräsentiert im Rahmen des vierten Konzepts lediglich eine der kooperierenden Bestandsbiogasanlagen. Die energetische Betrachtung aus dem Kapitel 6.3.3 ist hier gleichermaßen heranzuziehen, wobei hier die Anlagenkapazität und die mögliche Aufrüstung und deren Begrenzung (verfügbare Betriebsfläche für Fermenterzubau) zu berücksichtigen sind.

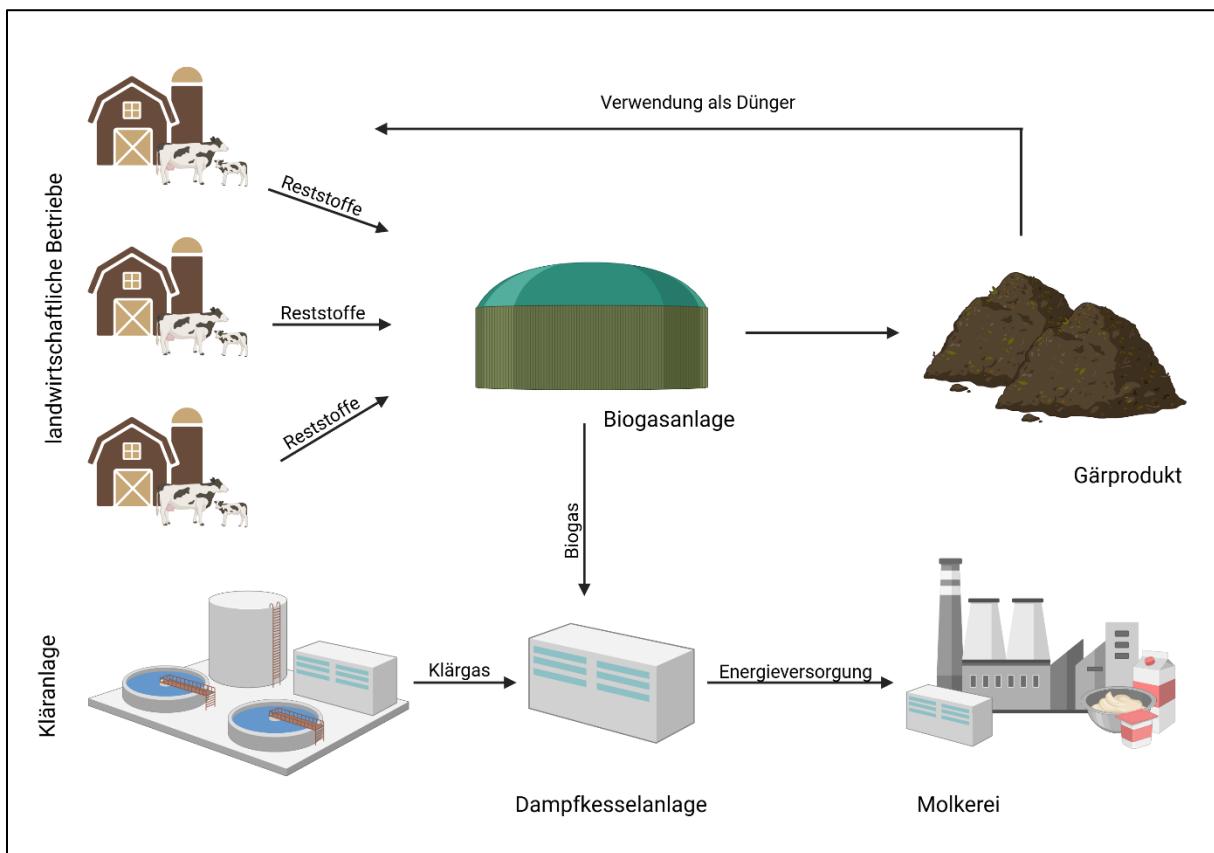


Abbildung 19: Schema; Konzept 4: Nutzung und Erweiterung einer Bestandsanlage

6.4 Bewertung der Nutzungskonzepte

Die Kriterien aus Kapitel 6.1 wurden auf die in Kapitel 6.3 dargestellten Konzepte angewendet. Dabei wurde durch eine unabhängige Einschätzung der jeweiligen Kriterien mit einer Skala von 1-5 bewertet, wobei 1 für Niedrig und 5 für Hoch steht (Beispiel: Investitionskosten, die mit 5 bewertet werden, werden als hoch eingeschätzt). Die Bewertung ist als Relation zwischen den Konzepten für den skizzierten Anwendungsfall und weniger als absolute Bewertung zu verstehen. Bei unterschiedlichen Wertungen der einzelnen Bewertenden wurden Mittelwerte gebildet. Das Ergebnis dieses Bewertungsverfahrens ist in Tabelle 4 zu sehen. Je niedriger die Gesamtbewertung ausfällt, desto aussichtsreicher ist das jeweilige Konzept einzustufen.

Tabelle 4: Ergebnis der Konzeptbewertung

	Faktor	Konzept 1	Konzept 2	Konzept 3	Konzept 4
Sammel- und Transportaufwand	0,8	4	1,7	2	1,7
Investitionskosten	0,8	3,7	5	2	1
Prozessbedingte Treibhausgas-Emissionen	0,2	2	1	3	3
Umsetzungshorizont	0,8	4,7	5	2,7	2,7
Verbleibender Erdgasbedarf	1,0	1,3	1	3	4,3
Einsatz von Energiepflanzen	0,2	1	1	3,7	3,7
Regionale Abhängigkeit	0,2	2,3	3	3,7	5
Summe		12,28	11,36	10,44	10,96

Konzept 3 wurde anhand der Bewertung als aussichtsreichstes Konzept identifiziert. Dieses Konzept verbindet einen hohen möglichen Erdgassubstitutionsgrad mit geringen Investitionskosten und eine hohe praktische Umsetzbarkeit. Das Rohgascluster mit Bestandsanlagen wird daher im Folgenden detailliert ausgearbeitet.

7 DETAILLIERTE AUSARBEITUNG DES AUSSICHTSREICHSTEN KONZEPTS

In diesem Kapitel wird das aussichtsreichste Konzept detailliert ausgelegt und wirtschaftlich betrachtet. Die Bestandsanlagen sind in Bezug auf ihre Anlagengröße und Ausbaufähigkeit limitiert, deswegen wird ein Substratmix von 70 % Maissilage und 30 % Rindergülle eingesetzt. Eine Erhöhung des Reststoffanteils bei gleichbleibender Fermentergröße würde eine deutliche Reduzierung der erzeugbaren Energiemengen bedeuten, da Rindergülle auf die Tonne Frischmasse bezogen 4–5-mal weniger energiereich ist.

7.1 Technische Auslegung und Anpassung bestehender Anlagen

Im Folgenden werden die vorhandenen Bestandsbiogasanlagen näher betrachtet. In Tabelle 5 ist die Leistung der Anlagen sowie ihrer Erweiterungen für zwei Szenarien dargestellt. Dabei wird die Erweiterung um 443 kW angesetzt, da diese seitens eines Anlagenbetreibenden bereits geplant wurde und sich gut in das bestehende Anlagenlayout einfügt. Da beide Anlagen ähnlich dimensioniert und durch denselben Hersteller errichtet wurden, lässt sich diese Erweiterung für beide Fälle annehmen. Zusätzlich wird eine Aufrüstung betrachtet, welche die Erdgasvollsubstitution bei der Molkerei voraussichtlich ermöglicht. Ergänzend wird die Kläranlage mit einer Leistung von 250 kW betrachtet.

Tabelle 5: Leistungen der einzelnen bzw. kombinierten Anlagenteile

Anlagen	Leistung (kW)
Erweiterung Biogasanlage 1 (BGA1)	443
Biogasanlage 2 (BGA2)	481
BGA1 Erweiterung (Vollsubstitution)	605
BGA2 + Erweiterung	$481 + 443 = 924$
BGA2 + Erweiterung (Vollsubstitution)	$481 + 605 = 1.086$
Kläranlage (KA)	250

Nun lassen sich die Anlagen inkl. ihrer Erweiterungen zu diversen Konzeptspezifikationen zusammenstellen. Die Kombination aus den verschiedenen Anlagen und der sich daraus ergebende Erdgassubstitutionsgrad sind der Tabelle 6 zu entnehmen.

Tabelle 6: Erreichbare Leistungen der Konzeptspezifikationen inkl. Substitutionsgraden

Nr.	Konzeptspezifikation	Leistung (kW)	Substitutionsgrad (%)
1	Erweiterung BGA1 + BGA2	924	48
2	Erweiterung BGA1 + BGA2 + KA	1.175	61
3	Erweiterung BGA1 + erweiterte BGA2	1.367	70
4	Erweiterung BGA1 + erweiterte BGA2 + KA	1.618	83
5	Erweiterung BGA1 + erweiterte BGA2 (Vollsubstitution) + KA	1.941	100

Mit:
BGA1/2: Biogasanlage 1/2
KA: Kläranlage

7.2 Energiesystemmodellierung

Die Energieversorgung im erarbeiteten Konzept der Molkerei wird in einem Energiesystemmodell dargestellt. Dabei werden die zwei Biogasanlagen, der Klärgasüberschuss der Kläranlage sowie Erdgas als mögliche Energiequellen berücksichtigt. Das Modell wird mit dem Open Energy Modelling Framework (oemof) erstellt und bildet den zeitlichen Verlauf von Energieerzeugung, -verbrauch und Speicherbetrieb ab (Krien *et al.* 2020). Auf diese Weise soll nachvollzogen werden, wie sich der schwankende Energiebedarf der Molkerei im Tages- und Jahresverlauf über die Nutzung von Biogas aus den Bestandsanlagen sowie dem Klärgasüberschuss decken lässt. Ein zentraler Bestandteil der Untersuchung ist die Bewertung des Speicherbedarfs. Dabei wird analysiert, in welchen Zeiträumen Überschüsse oder Defizite im Energiesystem auftreten und welche Speicherlösungen notwendig sind, um eine stabile und effiziente Versorgung sicherzustellen. Darüber hinaus wird betrachtet, in welchem Umfang Erdgas weiterhin erforderlich ist, um die Energieversorgung zu ergänzen. Die Ergebnisse der Modellierung sollen als Grundlage dienen, um Optimierungspotenziale im Betrieb der Anlagen zu erkennen und Ansätze für eine wirtschaftliche Energieversorgung der Molkerei zu entwickeln.

Energiesystemmodelle lassen sich grundsätzlich in drei Hauptkategorien einteilen: Optimierung, Prognose (Forecasting) und Rekonstruktion (Back-casting). Optimierungsmodelle werden eingesetzt, um Investitions- oder Betriebsentscheidungen zu treffen. Dabei werden verschiedene Szenarien eines definierten Systems in Bezug auf eine Zielfunktion, wie beispielsweise minimale Kosten oder minimale Umweltauswirkungen, optimiert. Prognosemodelle dienen hingegen der Abschätzung des zukünftigen Verhaltens eines Systems unter vorgegebenen Rahmenbedingungen, etwa bei einem erwarteten Anstieg des Energiebedarfs. Back-casting wird angewendet, wenn bestimmte zukünftige Systemzustände bereits vorgegeben sind und der Weg dorthin

modellbasiert ermittelt werden soll. Darüber hinaus können Energiesystemmodelle nach ihrem Modellierungsansatz unterschieden werden in Top-down-, Bottom-up- oder Hybridmodelle. Bottom-up-Modelle zeichnen sich durch einen hohen Detaillierungsgrad aus, da einzelne Teilsysteme separat modelliert und anschließend in das Gesamtsystem integriert werden. Top-down-Modelle beginnen dagegen mit der Abbildung des Gesamtsystems, das anschließend in Teilkomponenten untergliedert wird. Hybridmodelle kombinieren beide Vorgehensweisen (Klemm and Vennemann 2021). Der gewählte Ansatz wird als Top-down-Optimierungsansatz eingeordnet, da die Dimensionen der einzelnen Komponenten (Biogasanlagen, Klärgasquelle, Erdgaseinsatz) bekannt sind und in der hier durchgeführten Modellierung lediglich mit dem erforderlichen Detaillierungsgrad abgebildet werden. Die Energiesystemmodellierung zielt auf die optimale, zeitabhängige Nutzung des verfügbaren Biogases zur Versorgung der Molkerei und auf die Analyse des erforderlichen Speicherbedarfs ab.

Für die Umsetzung wird das Python-basierte Framework oemof.solph verwendet, das als Modellgenerator für lineare und gemischt-ganzzahlige Optimierungen (LP/MILP) dient. Oemof.solph ist Teil des Open Energy Modelling Frameworks (oemof) und ermöglicht eine modulare, transparente und reproduzierbare Abbildung komplexer Energiesysteme. Die Modellstruktur basiert auf einem Netzwerk aus Knoten und Verbindungen, in dem Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Energieströme miteinander verknüpft sind. Die Optimierung erfolgt auf Basis einer Zielfunktion – in diesem Fall die kosten- oder emissionsoptimale Betriebsweise des Gesamtsystems – unter Einhaltung bilanzieller und technischer Nebenbedingungen. (Krien *et al.* 2020)

Das Modell wurde in Python v3.11.9 implementiert und mit dem Gurobi Solver auf einem Intel Core i7 Prozessor der 13. Generation (1,8 GHz, 32 GB RAM) gelöst. Gurobi nutzt hierfür die Branch-and-Bound-Methode, bei der der Lösungsraum rekursiv in kleinere Teilaräume zerlegt und diese hinsichtlich der Zielfunktion bewertet werden. Um die Rechenzeit zu begrenzen, werden Teilaräume ausgeschlossen, die nachweislich keine bessere Lösung enthalten (Pruning). Zusätzlich wurde der MIPGap auf 1 % gesetzt, sodass eine Lösung als hinreichend optimal gilt, wenn eine weitere Verbesserung des Ergebnisses um weniger als 1 % möglich wäre.

Insgesamt ermöglicht diese methodische Vorgehensweise eine zeitlich aufgelöste und optimierte Abbildung des Energiesystems, mit deren Hilfe von Biogas-, Klärgas- und Erdgaseinsatz sowie der Bedarf an Speichertechnologien für eine stabile und effiziente Energieversorgung der Molkerei bewertet werden kann. Abbildung 20 zeigt dabei wie Biogas, Klärgas und Erdgas innerhalb der Systemmodellierung eingesetzt werden, sowie die weiteren Komponenten des Energiesystems bis hin zur Deckung des Wärmebedarfs.

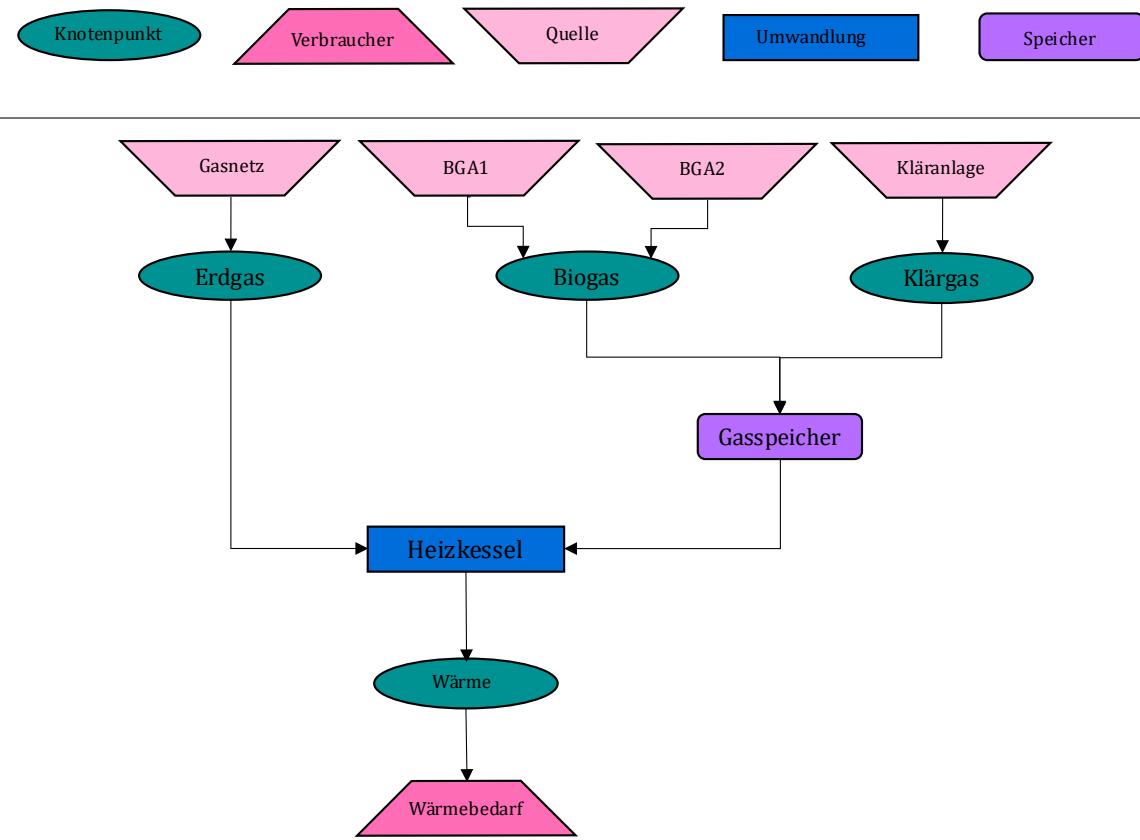


Abbildung 20: Systemdarstellung der Wärmeerzeugung unter Einbindung von Gasquellen und Speicher

Abbildung 21 zeigt die Energieflüsse aus den beiden Biogasanlagen, der Kläranlage sowie dem Erdgasnetz zur Versorgung der Molkerei. Der simulierte Zeitraum umfasst ein Jahr, wobei ein festes Verhältnis von Biogas und Klärgas zu Erdgas von 83 % zu 17 % eingestellt wurde. Dabei wird deutlich, dass die vorhandenen Speicherkapazitäten nicht ausreichen, um dieses Mischungsverhältnis durchgehend einzuhalten. Überschüsse entstehen vor allem dann, wenn die Einspeisung aus Biogas- und Klärgasquellen die Nachfrage übersteigt und nicht vollständig gespeichert werden kann (meist am Wochenende). Zur Speicherung stehen dabei aktuell 2.400 m^3 bei BGA1 und 1.500 m^3 Gasspeichervolumen bei BGA2 zur Verfügung. Die Analyse zeigt jedoch, dass bei flexibler Handhabung unterschiedlicher Mischungen im Heizkessel ein stabiler Betrieb auch ohne zusätzliche Speicher möglich wäre. Damit liefert die Modellierung wichtige Hinweise darauf, wie sich Speicherbedarf und Gasnutzung in Abhängigkeit von den Einsatzbedingungen entwickeln.

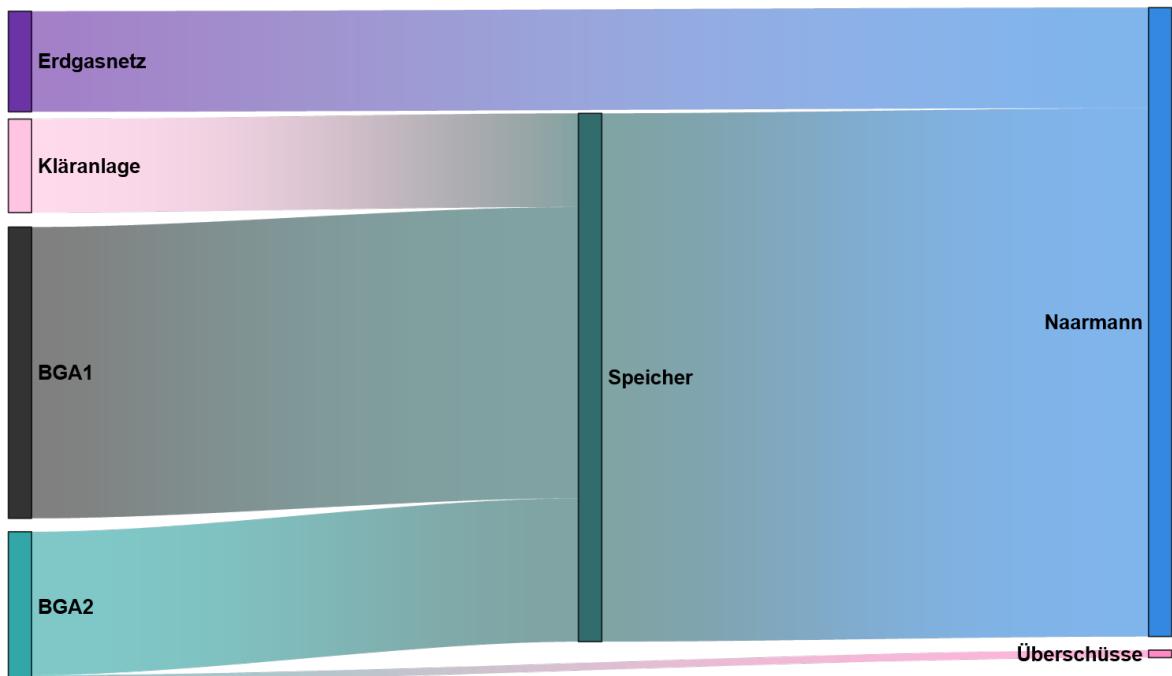


Abbildung 21: Energieflüsse aus Biogas-, Klärgas- und Erdgasquellen zur Versorgung der Molkerei
(Simulationszeitraum: 1 Jahr)

Die Abbildung 22 zeigt den Lastgang der Molkerei sowie die realisierte Energieversorgung für den Zeitraum von einer Woche. Der gesamte Energiebedarf ist in pink dargestellt, während die gedeckten Anteile aus Biogas und Erdgas in den hell bzw. dunkel grünen Flächen abgebildet sind. Dabei wird deutlich, dass Biogas den überwiegenden Teil der Versorgung übernimmt, während Erdgas zur Deckung der verbleibenden Last eingesetzt wird. Durch die zeitliche Auflösung lassen sich Lastschwankungen sowie die Bedeutung der einzelnen Energieträger im Wochenverlauf nachvollziehen.

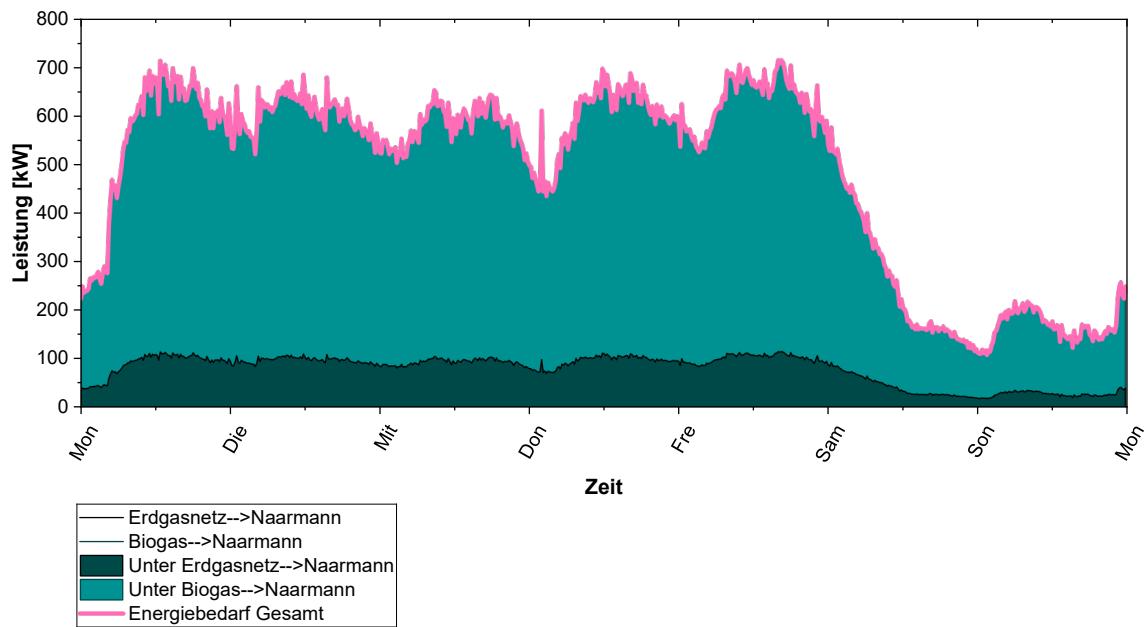


Abbildung 22: Energieversorgung der Molkerei im Wochenverlauf (Lastgang und Deckungsbeiträge)

Die Abbildung 23 zeigt die Entwicklung der Speicherfüllstände über den Zeitraum einer beispielhaften Woche im Januar. Im zentralen Speicher (5.000 m^3), der für die Umsetzung eines festen Mischungsverhältnisses von Biogas und Erdgas benötigt wird, ist eine sukzessive Reduktion bis zum Wochenende zu erkennen, bevor sich der Füllstand durch geringere Abnahme wieder erholt. Der Speicher von BGA1 (b) weist stärkere Schwankungen auf, während der Speicher von BGA2 (c) über die Woche kontinuierlich entleert wird und sich ebenfalls am Wochenende leicht regeneriert.

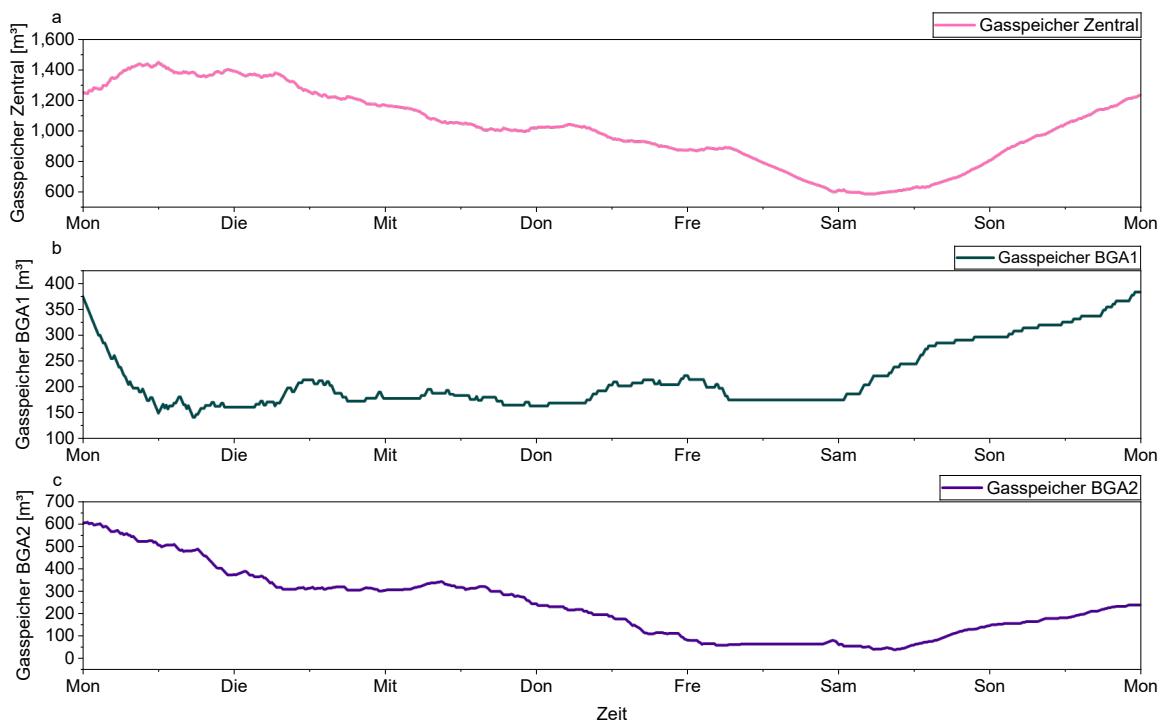


Abbildung 23: Füllstände der Gasspeicher über den Wochenverlauf

Abschließend lässt sich festhalten, dass im Rahmen der Zielstellung untersucht wurde, wie die zeitabhängige Nutzung von Biogas, Klärgas und Erdgas für die Energieversorgung der Molkerei gestaltet werden kann und welche Rolle Speicher dabei spielen. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass bei der Annahme eines festen Mischungsverhältnisses von Biogas und Erdgas ein zusätzlicher Speicher erforderlich ist, um das gesamte Biogas nutzen zu können.

Wird das Verhältnis zwischen Biogas und Erdgas hingegen flexibel gehandhabt, lässt sich das gesamte zur Verfügung stehende Biogas vollständig nutzen. Erdgas übernimmt dann lediglich eine ergänzende Rolle und wird flexibel in jenen Zeiträumen eingesetzt, in denen die Mengen an Biogas nicht ausreichen. Auf diese Weise kann der Erdgasverbrauch erheblich reduziert werden, ohne dass ein zusätzlicher Speicher notwendig wird.

Damit zeigt die Modellierung, dass die Integration von Flexibilität bei der Gasnutzung eine zentrale Voraussetzung ist, um die Substitution von Erdgas zu maximieren und den Speicherbedarf zu minimieren. In Bezug auf die Zielstellung wird damit deutlich, dass die Notwendigkeit eines Gasspeichers bei flexiblem Biogas/Erdgas-Verhältnis entfällt. Sollte ein kontinuierlicher Erdgaseinsatz technisch erforderlich sein, ist der Bau eines zusätzlichen Gasspeichers mit einer Größe von 5.000 m³ erforderlich.

7.3 Bewertung des THG-Minderungspotentials

Der Einsatz von Erdgas ist mit CO₂-Emissionen verknüpft. Die Substitution von Erdgas durch Biogas verringert die damit verbundenen CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der „Produktionsweise“ der Biogaserzeugung. Die verwendeten Emissionsfaktoren der zu betrachtenden Energieträger sind in der Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Emissionsfaktoren nach (Europäische Union 2018)

Energieträger	Emissionsfaktor (g CO _{2e} /kWh)
Fossile Referenz	288,0
Biogas	70,6

Im Zuge der angestrebten Treibhausgasreduktion wurde das Potenzial einer Substitution fossilen Erdgases durch Biogas für einen Energiebedarf von 17 GWh/a analysiert. Wird dieser Energiebedarf mit fossilem Erdgas gedeckt, entstehen 288 Gramm CO_{2e}/kWh. Dies führt in Summe zu Emissionen von 4.896 Tonnen CO_{2e}/a.

Das Treibhausgasminderungspotenzial gegenüber Erdgas beträgt somit 75,5 %. Die absolute Reduktionswirkung ist dabei direkt vom Substitutionsgrad abhängig. Tabelle 8 zeigt für ausgewählte Substitutionsgrade dazugehörige CO_{2e}-Einsparung.

Tabelle 8: Einsparungen an Treibhausgasemissionen, angegeben in CO_{2e} (Kohlendioxidäquivalen-ten), abhängig vom Substitutionsgrad

Substitutionsgrad (%)	CO _{2e} -Einsparung (kg CO _{2e} /a)
25	923.950
50	1.847.900
75	2.771.850
100	3.695.800

7.4 Kostenstruktur & Umsetzungshorizont

Die Wirtschaftlichkeit stellt neben den ökologischen Effekten einen zentralen Erfolgsfaktor bei der Umsetzung von Biogaskonzepten dar. Investitions- und Betriebskosten, die Anbindung an bestehende Infrastrukturen sowie die Finanzierung bestimmen maßgeblich, ob ein Projekt realisierbar ist. Daher werden in diesem Kapitel die relevanten Kostenpositionen systematisch erfasst und bewertet.

Im ersten Schritt werden die Investitionskosten betrachtet, die sich aus den technischen Anlagenteilen sowie ergänzenden Aufwendungen zusammensetzen. Anschließend folgt die Analyse der Betriebskosten, die sowohl fixe, variable als auch kalkulatorische Bestandteile umfassen. Ein gesonderter Abschnitt widmet sich den Kosten für die Rohgasleitung, da diese Infrastruktur eine entscheidende Voraussetzung für die Nutzung des Biogases in der Molkerei darstellt. Zusammen bilden diese Kostenanalysen die Grundlage, um den Umsetzungshorizont der vorgeschlagenen Konzepte realistisch einschätzen zu können und Handlungsempfehlungen für die Praxis abzuleiten.

7.4.1 Investitionskosten

Für die Betrachtung der Investitionskosten ist die anzustrebende Leistung der Anlagenteile in kW ausschlaggebend, die Angabe in kW bezieht sich im Folgenden immer auf die gesamtenergetische Leistung, sofern nicht anders angegeben. Die Investitionskosten einer Biogasanlage setzen sich grundsätzlich aus zwei Hauptkomponenten zusammen: dem abschreibungsfähigen Kapital (englisch: Total Depreciable Costs, TDC) und den ergänzenden Ausgaben für Planung, Genehmigung und das notwendige Arbeitskapital.

Das TDC umfasst sämtliche Aufwendungen für die Anschaffung und Errichtung der technischen Anlagenteile. Dazu zählen neben dem eigentlichen Anlagenequipment auch standortbezogene Maßnahmen wie Erdarbeiten, Betonfundamente und Leitungsanschlüsse, sowie Kosten für zusätzliche Bauelemente (z. B. Leitern, Plattformen, Beleuchtung). Zudem werden ein Auftragnehmerzuschlag und ein Sicherheitszuschlag für unvorhergesehene Ausgaben einkalkuliert.

Zur Ermittlung dieser Investitionskosten wird insbesondere auf die Faustzahlen für die Landwirtschaft des Ktbl zurückgegriffen (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.: 2013, 2018). Diese enthalten detaillierte Kostendaten zu realisierten Biogasanlagen verschiedener Größen. Mithilfe von Regressionsanalysen können die darin

enthaltenen Kennwerte auf die spezifische Auslegung der vorliegenden Anlagenkonfigurationen skaliert werden.

Da die zugrunde liegenden Kostenangaben nicht dem aktuellen Preisniveau entsprechen, erfolgt eine Anpassung der Werte an die heutige Preisbasis mithilfe des Chemical Engineering Index (CE) ((Seider *et al.* 2016)). Dabei wird der ursprüngliche Kostenwert mit dem Verhältnis des aktuellen Indexstands zum historischen Indexwert multipliziert, um die Preissteigerung durch Inflation abzubilden zu können.

$$Kosten = Basiskosten \cdot (CE_{heute} / CE_{basis}) \quad (4)$$

Mit:

CE_{heute} :

Chemical Engineering Index zum heutigen Zeitpunkt

CE_{basis} :

Chemical Engineering Index zum Zeitpunkt der Ursprungsdaten

Im Juni 2024 betrug der CE 798,8 und als aktueller Referenzwert herangezogen. Die zugrunde liegenden Kostendaten stammen aus den Jahren 2018 und 2013, für die CE-Werte von 603,1 bzw. 567,3 ausgewiesen sind (Maxwell 2020).

Zur Abschätzung der Investitionskosten einzelner Anlagenteile werden im Folgenden verschiedene Regressionsansätze herangezogen, die auf Literaturdaten und empirischen Auswertungen basieren. Für den Fermenter liegen modellbasierte Kostendaten vor, aus denen eine Regressionsgleichung zur Berechnung der Investitionskosten in Abhängigkeit vom Fermentervolumen abgeleitet wurde (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.v: 2018 S. 1173f.).

Die Investitionskosten für das Gärproduktlager stammen aus den Faustzahlen für Biogas (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.v: 2013 S. 227–271). Die dort aufgeführten Werte für unterschiedliche Lagergrößen wurden mittels quadratischer Regression ausgewertet und zur Erstellung einer entsprechenden Kostengleichung herangezogen.

Für die Dimensionierung und Kostenermittlung des Flachsilos zur Lagerung von Maissilage wurden Daten aus Faustzahlen für die Landwirtschaft verwendet (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.v: 2018 S. 290–296). Dabei wurde unterstellt, dass eine Vorratshaltung für ein gesamtes Jahr einschließlich eines Sicherheitszuschlags von 10 % gewährleistet sein muss (Aberle *et al.* 2016). Auch hier wurde auf Grundlage der Literaturdaten eine Regressionsfunktion zur Bestimmung der Investitionskosten in Abhängigkeit vom Volumen abgeleitet.

Die nachfolgende Tabelle 9 enthält die verwendeten Regressionsgleichungen zur Ermittlung der Investitionskosten für die genannten Anlagenteile:

Tabelle 9: Regressionsgleichungen zur Ermittlung von Anlagenkosten

Anlagenteil	Gleichung	
Fermenter	$C_{Fermenter} = 1.047,7 \cdot V_R^{0,7489}$	(5)
Gärproduktlager	$C_{Gärproduktlager} = -0,0022 \cdot V_{GP}^2 + 45,281 \cdot V_{GP} + 47.558$	(6)
Flachsilo	$C_{Flachsilo} = -0,00068 \cdot V_{FS}^2 + 26,368 \cdot V_{FS} + 46.531,38$	(7)

Mit:

- $C_{Fermenter}$: Kosten für den Fermenter
 V_R : Fermentervolumen
 $C_{Gärproduktlager}$: Kosten für das Gärproduktlager
 V_{GP} : Volumen des Gärproduktlagers
 $C_{Flachsilo}$: Kosten für das Flachsilo
 V_{FS} : Volumen des Flachsilos

Die Ausgaben für die Leit- und Elektrotechnik werden pauschal mit 7 % der Investitionskosten der technischen Anlagenteile angesetzt. Ergänzend wird ein Sicherheitszuschlag in Höhe von 5 % kalkuliert, um unvorhergesehene Kosten abzudecken. Dieser geringe Wert ist darin begründet, dass Biogasanlagen technisch gut etabliert sind und die zu erwartenden Kosten weitgehend bekannt sind. Mit der Einbeziehung dieser beiden Positionen gilt das TDC als vollständig erfasst.

Zusätzlich werden, pauschal 50.000 € für Planung, Genehmigung und Inbetriebnahme berücksichtigt (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V: 2018 S. 1173f.). Darüber hinaus wird ein Arbeitskapital in Höhe von 10 % des TDC veranschlagt, um beispielsweise die Substratversorgung im ersten Betriebsjahr sicherzustellen. Durch die Addition dieser beiden Positionen zum TDC ergeben sich die gesamten Investitionskosten (Seider *et al.* 2016).

Tabelle 10: Investitionskosten für die Erweiterungen der Bestandsanlagen um 443 kW (Erweiterung 1) bzw. 605 kW (Erweiterung 2; Vollsubstitution)

Kostenart	Einheit	Erweiterung 1	Erweiterung 2
Investitionskosten	€	724.898	937.186
TDC	€	616.212	810.039
Fermenter	€	146.018	208.449
Gärproduktlager	€	230.722	259.413
Flachsilo	€	171.734	253.134
E- und Leittechnik	€	38.393	50.470
Sicherheitskapital	€	29.343	38.573
Planung, Genehmigung,	€	50.000	50.000
Inbetriebnahme	€		
Arbeitskapital	€	58.687	77.147

7.4.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten einer Biogasanlage setzen sich aus fixen, variablen und kalkulatorischen Kosten zusammen. Zu den fixen Kosten zählen insbesondere Lohnkosten sowie gegebenenfalls Mietkosten. In diesem Fall wird angenommen, dass die benötigte Fläche im Eigentum eines landwirtschaftlichen Betriebs vorhanden ist, sodass keine Mietkosten anfallen.

Die Lohnkosten basieren auf einer Annahme von 1,6 Arbeitsstunden pro Tag für den Anlagenbetrieb. Der zugrunde gelegte Stundenlohn beträgt, unter Berücksichtigung des aktuellen CE, 24 €/h (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.v: 2018 S. 1173f.).

Die variablen Kosten umfassen die Ausgaben für Substrate, Betriebsstoffe sowie Wartung. Für Maissilage wird ein Preis von 40 €/t FM angesetzt (Scholwin *et al.* 2019). Wirtschaftsdünger hingegen geht als kostenfrei in die Berechnung mit ein.

Die Wartungskosten der Gesamtanlage werden auf Grundlage des Fermentervolumens mit einer linearen Regressionsfunktion ermittelt. Skaleneffekte werden in diesem Zusammenhang nicht berücksichtigt. Analog dazu erfolgt die Ermittlung der Kosten für Betriebsstoffe.

Die kalkulatorischen Kosten bestehen aus Abschreibungen und Zinskosten. Die Abschreibung wird linear über eine angenommene Nutzungsdauer von 10 Jahren durchgeführt. Ein Restwert der Anlage am Ende dieses Zeitraums wird nicht angenommen. Daraus ergibt sich eine konstante jährliche Abschreibung des gesamten abschreibungsfähigen Kapitals (TDC).

Die kalkulatorischen Zinsen stellen Opportunitätskosten für das gebundene Kapital dar. Sie basieren auf dem durchschnittlich gebundenen Kapital, welches bei einem angenommenen Restwert von 0 € bei der Hälfte der Investitionssumme liegt. Es wird zwischen Eigen- und Fremdkapital differenziert: Für das Fremdkapital wird ein Zinssatz von 5,5 % und für das Eigenkapital eine erwartete Rendite von 8 % angesetzt (Kost *et al.* 2024). Zinsen auf Fremdkapital stellen zahlungswirksame Kosten dar, während Eigenkapitalzinsen als nicht zahlungswirksame Opportunitätskosten behandelt werden. Letztere werden zwar in der Betriebskostenrechnung berücksichtigt, jedoch nicht in den operativen Cashflow einbezogen, da diese keine realen Zahlungsströme darstellen.

Tabelle 11: Regressionsgleichungen zur Kostenermittlung von Wartung, Betriebsstoffen und der kalkulatorischen Abschreibung

Kostenposition	Gleichung	
Wartung	$C_{Wartung} = 12,117 \cdot V_R + 13.555$	(8)
Betriebsstoffe	$C_{Betriebsstoffe} = 17,856 \cdot V_R + 9.348,8$	(9)
Kalkulatorische Abschreibung	$C_{Abschreibung} = C_{TDC}/n$	(10)

Mit:

$C_{Wartung}$: Wartungskosten der Biogasanlage

V_R : Fermentervolumen

$C_{Betriebsstoffe}$: Kosten für Betriebsstoffe

$C_{Abschreibung}$: Kalkulatorische Abschreibungen

C_{TDC} : Gesamtes abschreibungsfähiges Kapital

n: Nutzungsdauer

Mit diesen Annahmen sind alle relevanten Betriebskostenpositionen erfasst.

Tabelle 12: Betriebs- und Kapitalkosten für die Erweiterungen der Bestandsanlagen um 443 kW (Erweiterung 1) bzw. 605 kW (Erweiterung 2)

Kostenart	Einheit	Erweiterung 1	Erweiterung 2 (Vollsubstitution)
Betriebskosten		244.068	322.374
Fixkosten (Lohnkosten)	€/a	14.016	14.016
Variable Kosten	€/a	146.259	203.606
Wartung	€/a	20.379	23.326
Maissilage	€/a	125.880	180.280
Kalkulatorische Kosten	€/a	91.532	114.687
Abschreibung	€/a	64.389	81.004
Zinskosten für Fremdkapital	€/a	19.737	24.493
Zinskosten für Eigenkapital	€/a	7.406	9.190

7.4.3 Vergleich der Kostenstrukturen

Die Abbildung 24 zeigt zusammenfassend die jährlichen Kosten für Investitionen, Kapital und den Betrieb. Diese Darstellung bezieht sich auf die einzelne Erweiterung der Biogasanlagen, ohne den Skaleneffekt der Mitnutzung der aktuellen Anlagenkapazität. Erkennbar ist, dass die Betriebskosten deutlich höher ausfallen als die Investitions- und Kapitalkosten.

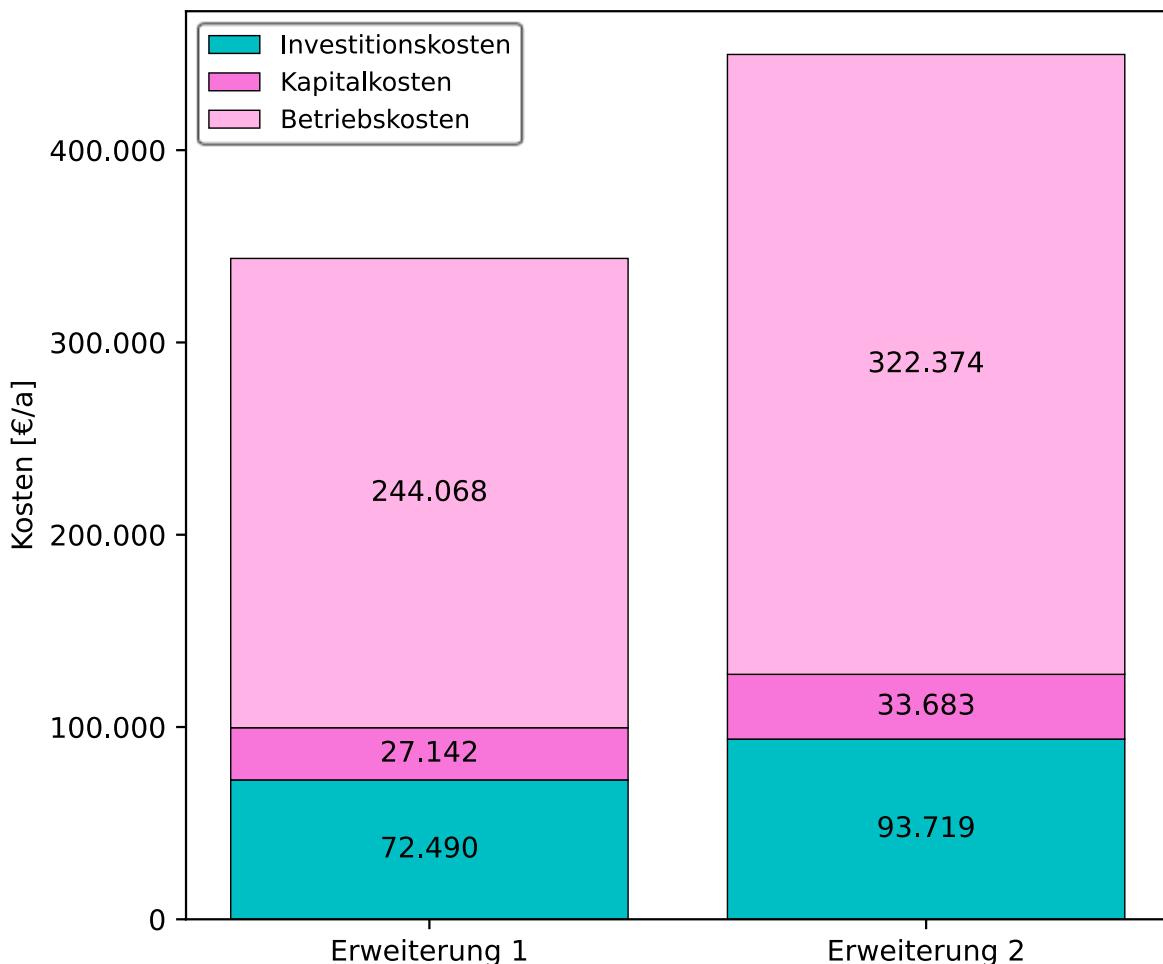


Abbildung 24: Vergleich der Kostenstrukturen; Erweiterung 1: 443 kW; Erweiterung 2: 605 kW (Vollsubstitution)

7.4.4 Kosten für Rohgasleitung

Die Verbindung der Bestandsanlagen mit der Kläranlage sowie der Molkerei Naarmann mit einer Rohgasleitung ist Voraussetzung zur physikalischen Nutzung des Biogases zur Bereitstellung von Prozesswärme. Dabei wird die Rohrleitung zum Verbinden von Biogasanlage 1 (BGA1) und Biogasanlage 2 (BGA2) hauptsächlich dem Verlauf der Landesstraße folgen. Die Verbindung von BGA2 mit der Kläranlage und der nachgelagerten Molkerei erfolgt ebenfalls straßennah und ergibt insgesamt eine Länge von ca. 7.200 m.

Die dabei entstehenden Kosten lassen sich mit folgenden Annahmen berechnen. Das Rohgasleitungssystem kann mit 150-300 €/m abgeschätzt werden, dabei sind der Bodentyp, das Gelände und die Länge der Leitung maßgebliche Einflussfaktoren. Da in diesem Fall straßennahe, ländliche Bedingungen vorliegen, werden Kosten in Höhe von 150 €/m angenommen. Ein zusätzlicher Gasspeicher wird nötig sein, um kurzzeitige Überschüsse und Defizite in der Biogaserzeugung ausgleichen zu können. Wie im Kapitel 7.2 dargestellt weist dieser ein Speichervolumen von 5.000 m³ auf und ist mit Kosten von 110.000 € einzupreisen. Darüber hinaus sind Kosten zur Sicherung von Leitungsrechten zur Trassenführung zu berücksichtigen. Dabei werden 5 €/m als Entschädigung der Grundstückseigentümer veranschlagt. Pro Biogasanlagenstandort (in diesem Fall ist die Kläranlage ebenfalls als Biogasanlagenstandort zu betrachten) fallen Kosten in Höhe von 100.000 € an. Damit wird die Rohbiogasbehandlung, Verdichtung, Gasmengenmessung und -analytik, sowie erforderliche Peripherie mit eingepreist. Abschließend sind Flussunterquerung mit erhöhtem Kostenaufwand verbunden und werden mit 50.000 € pro Unterquerung berücksichtigt. Insgesamt müssen drei Gewässer unterquert werden, sodass sich insgesamt Kosten für die Rohgasleitung in Höhe von 1.616.000 € ergeben (siehe Tabelle 13).

Tabelle 13: Baukosten Rohbiogasleitung

Kostenposition	Kosten (€)
Rohgasleitungssystem	1.080.000
Leitungsrecht/Entschädigung	36.000
Anlagentechnik	300.000
Flussunterquerung	90.000
Gasspeicher	110.000
Gesamt	1.616.000

7.5 Biogasgestehungskosten

Mit den vorliegenden Betriebs- und Investitionskosten lassen sich die Biogasgestehungskosten ermitteln. Hierfür wird die Kapitalwertmethode herangezogen.

Die Kapitalwertmethode wird als Verfahren zur Investitionsbewertung herangezogen. Sie zählt zu den dynamischen Rechenmethoden, da sie zeitabhängige Effekte wie Inflation und variierende Zahlungsströme berücksichtigt. Der Kapitalwert (englisch: net present value, NPV) ergibt sich als Summe der abgezinsten projektbezogenen Ein- und

Auszahlungen. Für jedes Jahr der Projektlaufzeit wird der erwartete operative Cashflow prognostiziert und mit einem Kalkulationszinssatz diskontiert. Grundlage ist das finanzwirtschaftliche Prinzip, dass ein heute verfügbarer Geldbetrag aufgrund alternativer Anlagentmöglichkeiten einen höheren Wert besitzt als derselbe Betrag in der Zukunft. Daher haben Cashflows zu Projektbeginn einen stärkeren Einfluss auf den NPV als spätere Zahlungsströme. Ein möglicher Restwert am Projektende kann theoretisch in die Berechnung einbezogen werden; da im vorliegenden Fall jedoch kein Restwert erwartet wird, reduziert sich die Berechnung des Kapitalwerts auf die folgende Gleichung (Seider *et al.* 2016):

$$NPV = -C_{TDC} + \sum_{t=1}^n \frac{CF_{op,t}}{(1 + i_{WACC})^t} \quad (11)$$

Mit:

NPV:	Kapitalwert
C _{TDC} :	Gesamtes abschreibungsfähiges Kapital
n:	Nutzungsdauer
CF _{op,t} :	Operativer Cashflow
i _{WACC} :	Kalkulationszinsatz basierend auf den durchschnittlichen Gesamtkapitalkosten

Für die Diskontierung der zukünftigen Cashflows wird der gewichtete durchschnittliche Kapitalkostensatz (engl.: weighted average cost of capital, WACC) verwendet. Dieser Zinsatz spiegelt die durchschnittliche Rendite wider, die ein Unternehmen seinen Kapitalgebern, also sowohl Eigen- als auch Fremdkapitalgebern, zahlen muss. Die Berechnung erfolgt nach folgender Formel (CFI Team o. J.):

$$WACC = \frac{EK}{GK} \cdot i_{EK} + \frac{FK}{GK} \cdot i_{FK} \quad (12)$$

Mit:

WACC:	Durchschnittliche Gesamtkapitalkosten (engl.: Weighted Average Cost of Capital)
EK:	Eigenkapital
FK:	Fremdkapital
GK:	Gesamtkapital
i _{EK/FK} :	Zinssatz für Eigen-/Fremdkapital

Steuerliche Effekte auf das Fremdkapital werden nicht berücksichtigt. Für den Biogassektor wird ein Kapitalmix von 20 % Eigenkapital und 80 % Fremdkapital angenommen (Kost *et al.* 2024). Bei einem angenommenen Fremdkapitalzinssatz von 5,5 % und einer zu erwartenden Eigenkapitalrendite von 8 % ergibt sich ein nominaler WACC von 6,0 %.

Da sich dieser Wert nur auf nominale Zahlungsströme anwenden ließe, müsste zusätzlich die Inflation berücksichtigt werden. Um stattdessen mit realen Zahlungsströmen zu arbeiten, wird ein realer WACC berechnet. Unter Annahme einer durchschnittlichen Inflationsrate von 1,8 % ergibt sich daraus ein realer WACC von 4,13 %, der als Kalkulationszinssatz für die NPV-Berechnung verwendet wird.

$$WACC_{real} = \frac{1 + WACC_{nominal}}{1 + Inflationsrate} - 1 \quad (13)$$

Mit:

WACC_{real}:

Reale gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (inflationsbereinigt)

WACC_{nominal}:

Nominale gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (einschließlich Inflation)

Eine Investition gilt dann als wirtschaftlich lohnend, wenn der NPV positiv ist. Im Rahmen dieser Betrachtung wird der NPV gleich null gesetzt, um zu ermitteln, wie hoch der Cashflow sein muss, damit die Investition und der Projektinhalt wirtschaftlich tragbar ist. In Bezug auf die bereitgestellte Energie lässt sich dann weiterführend bestimmen, wie hoch die Biogasgestehungskosten sind.

In Tabelle 14 sind die nötigen Cashflows für NPV = 0 zu sehen. Dabei abgebildet sind die Szenarien der Erweiterungen von BGA1 und BGA2 inkl. der Erweiterung. Die Biogasgestehungskosten sind bei BGA2 immer geringer, da hier die Kapazität der Bestandsanlage genutzt werden kann. Das bedeutet, dass hier die Investitionskosten deutlich geringer ausfallen als bei den Erweiterungen. Es ist zu erwarten, dass bei der Ertüchtigung der Bestandsanlage ca. 63.000 € (Kosten für Sanierung von Gasspeicher, Behälter und Wartung von Einbauten nach (Grösch *et al.* 2020)) erforderlich sind. Zum Vergleich: die Investitionskosten der Erweiterung um 443 kW ist vergleichbar mit der Bestandsanlage (481 kW), weist jedoch Investitionskosten von über 750.000 € auf. Das erklärt die geringeren Biogasgestehungskosten bei der Nutzung von Bestandsanlagen. Ebenfalls ersichtlich ist der durchschnittliche minimale Gesamtenergiebezugspreis, den Naarmann voraussichtlich für den Energiebezug in den jeweiligen Szenarien mindestens bezahlen muss. Dieser setzt sich anteilig aus den Biogasgestehungskosten der einzelnen Konfigurationen zusammen, sowie dem verbleibenden Erdgasbedarf, welcher mit 4,0 ct/kWh angesetzt wird. Die Nutzung des Klärgases ist dabei berücksichtigt, jedoch kostenlos miteinberechnet (siehe Tabelle 14). Die für die Kläranlage entstehenden Kosten durch zur Verfügung stellen der überschüssigen Energie wurden im Rahmen dieser Berechnung nicht berücksichtigt und müssen bei Bedarf ermittelt werden. Sollten hierbei nennenswerte Kosten entstehen, heben diese den Gesamtenergiebezugspreis für Naarmann an. Bei dieser Berechnung wurden die Kosten für die Rohgasleitung nicht berücksichtigt, da die Finanzierung dieser Infrastruktur, genau wie die Kesselumrüstung der Molkerei, Naarmann obliegt.

Tabelle 14: Benötigte Cashflows und Biogasgestehungskosten, sowie Kosten für Erd- und Klärgas

	Einheit	Erw. 1	Bestandsanlage + Erw. 1	Erw. 2	Bestandsanlage + Erw. 2
Cashflow (NPV = 0)	€	338.000	558.000	439.000	657.000
Biogasgeste- hungskosten	ct/kWh	8,7	6,9	8,3	6,9
Kosten für Erdgasbezug	ct/kWh		4,0	-	-
Kosten für Klärgasbezug	ct/kWh			0,0	
Minimaler Energiebezugspreis Naarmann	ct/kWh		5,9		6,4

Mit:

Erw. 1: Erweiterung 1 (443 kW)

Erw. 2: Erweiterung 2 (605 kW)

NPV: Kapitalwert (engl.: Net Present Value)

Abbildung 25 verdeutlicht den Einfluss von Investitions- und Betriebskosten auf die Biogasgestehungskosten. Die Sensitivitätsanalyse bezieht sich beispielhaft auf das Szenario der Erweiterung um 443 kW. Eine Abweichung dieser Werte von den getroffenen Annahmen kann die Gestehungskosten für Biogas deutlich verringern oder ansteigen lassen. So können die Kosten bei einer Reduzierung vom TDC bzw. OPEX um 10 % auf 8,1 €ct/kWh bzw. 8,4 €ct/kWh fallen und bei einer Erhöhung der Kostenpositionen um 10 % auf 9,3 €ct/kWh bzw. 9,0 €ct/kWh steigen. Durch die größere Steigung der OPEX-abhängigen Gestehungskosten lässt sich festhalten, dass der Einfluss der Betriebskosten größer ist als der Einfluss der Investitionskosten.

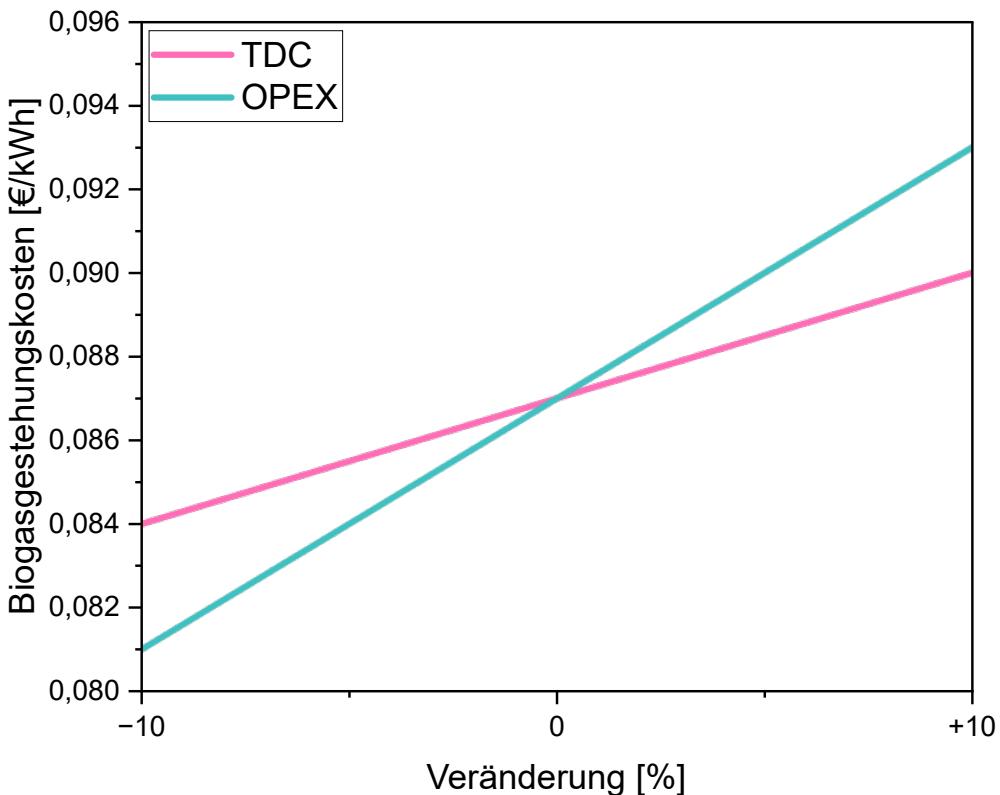


Abbildung 25: Veränderung der Biogasgestehungskosten in Abhängigkeit von den Investitionskosten (TDC) und Betriebskosten (OPEX)

7.6 Roadmap

Die Roadmap für das Projekt beschreibt den zeitlichen Ablauf sowie die wesentlichen Meilensteine für den Bau der Rohbiogasleitung und die Aufrüstung der beiden Bestandsbiogasanlagen. Ziel ist es, eine strukturierte Umsetzung sicherzustellen, bei der technische, rechtliche und wirtschaftliche Anforderungen gleichermaßen berücksichtigt werden.

Der geplante Projektstart liegt im Jahr 2031, nach dem Auslaufen der aktuell bestehenden EEG-Verträge der Bestandsanlagen, wobei die Integration der Kläranlage und die damit verbundene Nutzung der Klärgasüberschüsse schon zu Beginn 2026 erfolgen kann. Die Vorbereitungsphase zum Anschluss der Bestandsanlagen beginnt in 2029, um rechtzeitig Genehmigungen, Planung und Finanzierung abzusichern (Abbildung 26).

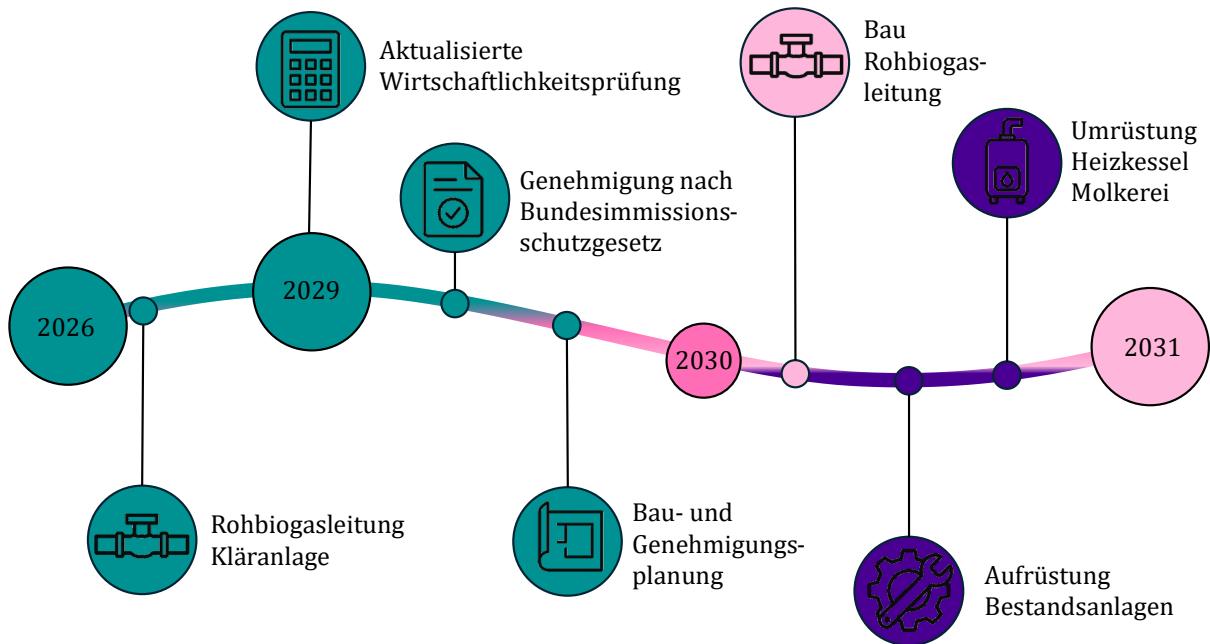


Abbildung 26: Roadmap zur Konzeptumsetzung ab dem Jahr 2026

Ein zentraler Schritt in der Vorbereitung ist die aktualisierte Wirtschaftlichkeitsprüfung der Projektinhalte und Ausbaustufen. Diese erfolgt im Jahr 2029 und berücksichtigt die zu diesem Zeitpunkt geltenden Marktbedingungen. Ziel ist es, sicherzustellen, dass dieses Projekt auch unter veränderten Rahmenbedingungen wirtschaftlich tragfähig bleibt. Die Ergebnisse dieser Prüfung dienen als Entscheidungsgrundlage für die Umsetzung und werden von der Projektleitung durchgeführt, bevor weitere Maßnahmen eingeleitet werden.

Auf Grundlage der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsprüfung erfolgen anschließend die notwendigen bau- und planungsrechtlichen Verfahren sowie die Genehmigungen nach Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), für die das Unternehmen Naarmann verantwortlich ist. Diese Prozesse werden etwa 12-18 Monate (Bau- und Planungsrecht) bzw. 18 Monate (BImSchG) in Anspruch nehmen und bilden die Grundlage für die nachfolgenden Bauarbeiten. Der Bau der Rohbiogasleitung ist für das Jahr 2030 vorgesehen und wird von Naarmann koordiniert. Die Umsetzung wird mit einer Dauer von etwa 6-9 Monaten kalkuliert. Parallel dazu ist die Umrüstung des Heizkessels der Molkerei vorgesehen. Eine Übersicht der im Rahmen der Roadmap durchzuführenden Maßnahmen ist der Tabelle 15 zu entnehmen.

Die Aufrüstung der Bestandsbiogasanlagen erfolgt in dem Jahr 2031, nach Auslaufen der EEG-Vertragslaufzeit und wird von den jeweiligen Betreibenden durchgeführt. Hierfür ist ein Zeitraum von rund 6 Monaten eingeplant. Mit Abschluss dieser Maßnahmen können die neuen Anlagenteile sowie die Rohbiogasleitung in Betrieb genommen und in das Gesamtsystem integriert werden. Somit kann mit Auslaufen der EEG-Vergütung zum Ende des Kalenderjahres (zum 01.01.2032) die Lieferung an Naarmann direkt umgesetzt werden.

Tabelle 15: Übersicht der Roadmap mit einzelnen Maßnahmen zur Zielerreichung

Geltungsbereich	Verantwortlichkeit	Dauer (in Monaten)	Start- zeitraum
Anschluss der Kläranlage	Naarmann/Kläranlage	6-12	2026
Trassenfindung und Genehmigung der Rohgasleitung Bau und Anschluss der Rohgasleitung Inbetriebnahme			
Aktualisierte Wirtschaftlichkeitsprüfung	Projektleitung	3-6	2029
Sammlung aktueller Kosten- und Preisdaten (z.B. Rohstoffe, Energiepreise, CO ₂ -Zertifikate) Anpassung der Annahmen aus der ursprünglichen Kalkulation Durchführung einer Sensitivitätsanalyse Erstellung eines aktualisierten Wirtschaftlichkeitsberichts			
Bau- und Genehmigungsplanung	Naarmann	12-18	2029
Grundlagenermittlung & Vorplanung Trassenfindung Integration eines Planungsbüros & Genehmigungsplanung Ausführungsplanung			
Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz	Naarmann	18	2029
Zusammenstellung der erforderlichen Antragsunterlagen Durchführung von benötigten Gutachten Antragseinreichung bei der zuständigen Behörde Abschluss mit Erhalt des Genehmigungsbescheids			
Bau Rohbiogasleitung	Naarmann	6-9	2030
Vermessung & Trassierung der Leitung Vergabe der Bauleistungen Abnahme & Inbetriebnahme			
Aufrüstung Bestandsanlagen	BGA-Betreibende	6	2031
Vergabe der Bauleistungen Bau & Errichtung durch Fachfirma Integration in die Bestandsanlage Inbetriebnahme			
Umrüstung Heizkessel Molkerei	Naarmann	3	2031
Technische Planung der Umrüstmaßnahmen Vergabe der Umbauleistungen Inbetriebnahme des umgerüsteten Heizkessels			

8 DISKUSSION

Im Folgenden werden die dargestellten Ergebnisse eingehend analysiert und diskutiert. Der Fokus liegt dabei auf der Qualität und Repräsentativität der zugrunde liegenden Datenbasis sowie auf der Aussagekraft der vorgenommenen Konzepterstellung. Darüber hinaus wird betrachtet, in welchem Maße die getroffenen Annahmen und die gewählten methodischen Ansätze die Aussagekraft der technischen Auslegungen und der wirtschaftlichen Bewertung beeinflussen. Ziel dieser Reflexion ist es, die Belastbarkeit der Ergebnisse im Hinblick auf eine praktische Umsetzung des Konzepts realistisch einzuschätzen.

8.1 Datengrundlage

Zur Analyse des Energiesystems der Molkerei konnte auf ein von Naarmann gepflegtes Energiemanagementsystem zurückgegriffen werden. Dieses erfasst sämtliche Verbräuche von elektrischer und thermischer Energie und ermöglicht einen konkreten Blick auf das Energiesystem in Echtzeit. Die mit dem Energieeinsatz verbundenen Kosten lassen sich direkt identifizieren.

Die Bestimmung des lokalen Reststoffpotenzial fundiert auf der Auswertung der Fragebögen, welche nicht mehrheitlich beantwortet wurden. Lediglich 29 % der befragten Milchviehbetriebe haben sich zu der Datenerhebung geäußert. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass 50 % der Betriebe bereits eine energetische Nutzung der Reststoffe vorweisen können. Es lässt sich allerdings annehmen, dass diese Quote bei den nicht beantworteten Fragebögen höher ist und diese aus fehlendem Interesse an einer Möglichkeit der energetischen Nutzung (da bereits ein Konzept vorhanden ist) den Fragebogen unbeantwortet gelassen haben. Zusätzlich lässt sich erwähnen, dass die 10 größten Rohmilchlieferanten (gemessen an der Milchliefermenge Mai 2023) ebenfalls nicht kooperiert haben. Damit ist unklar, ob die Betriebe mit dem größten Einflussfaktor, was das Reststoffaufkommen angeht diese auch energetisch nutzen.

Die Ergebnisse der Batchtests weisen eine hohe Datenqualität auf. Die Verteilungen der Messwerte ist überwiegend symmetrisch, was durch die Form der Boxplots bestätigt wird. Median und arithmetisches Mittel liegen jeweils sehr nahe beieinander, wodurch keine signifikanten Ausreißer oder Schiefe der Verteilung erkennbar sind. Lediglich die Analyse der Trockensubstanz bei Rindermist weist eine asymmetrische Ergebnisverteilung auf, was auf die Heterogenität von den Mistproben und den verschiedenen Bestandteilen (z. B. Futterreste, Einstreu) zurückzuführen ist. Insgesamt deuten die Befunde auf eine homogene Datenbasis und eine gute Reproduzierbarkeit der Versuchsergebnisse hin.

Insgesamt kann die Qualität der erhobenen und ausgewerteten Daten als sehr solide bewertet werden. Sie bietet eine zuverlässige Grundlage für die weiteren Analysen und energetischen Bewertungen.

8.2 Bewertungskriterien

Die Kriterien, an denen sich die erstellten Konzepte messen lassen, wurden in Kooperation mit der Molkerei erstellt und nach den Unternehmenspräferenzen gewichtet. Dabei lag z. B. ein großer Fokus auf einem möglichst geringen verbleibenden Erdgasbedarf. Bei einer anderen Priorisierung und Gewichtung oder dem Ergänzen bisher unbeachteter Kriterien kann sich auch eine andere Konzeptentscheidung ergeben. Es lässt sich also festhalten, dass die getroffene Entscheidung zur Ausarbeitung des Konzepts zur Rohgasclusterung mit Bestandsanlagen auf die vorliegenden Gegebenheiten uns das Unternehmen Naarmann maßgeschneidert ist. Bei abweichenden Prioritäten oder Bedingungen lassen sich evtl. auch die anderen Konzepte als am aussichtsreichsten identifizieren.

8.3 Wirtschaftlichkeit

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden verschiedene Annahmen getroffen, die einen erheblichen Einfluss auf das Endergebnis haben können. Dazu zählen insbesondere die angenommenen Zinssätze für Fremdkapital sowie die erwartete Rendite auf das Eigenkapital. Ebenso wurden die Investitionskosten, beispielsweise für den Fermenterzubau, mithilfe von Regressionsgleichungen abgeschätzt. Weitere Kostenfaktoren wie Lohn-, Silage- und Betriebskosten sowie Aufwendungen für die Ertüchtigung bestehender Anlagen wurden auf Grundlage von Literaturangaben kalkuliert. Um die Aussagekraft der Ergebnisse künftig zu erhöhen, sollten diese Berechnungen durch konkrete Angebote von Herstellern und Dienstleistern untermauert werden. Eine solche Vorgehensweise ermöglicht präzisere Kostenaussagen und minimiert das Risiko von Fehleinschätzungen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die in Kapitel 6.4 berechneten Biogasgestehungskosten die Aufwendungen der Anlagenbetreibenden abdecken. Damit ein wirtschaftlich tragfähiges Konzept entsteht, ist eine höhere Vergütung erforderlich, die in Abstimmung mit den Konzeptpartnern festgelegt werden muss. Diese Vergütung liegt über den Gestehungskosten und erfordert klare Vereinbarungen, da Energielieferverträge üblicherweise nur für wenige Jahre geschlossen werden, während Investitionen in Anlagentechnik über rund zehn Jahre abgeschrieben werden. Gleichzeitig entsteht eine gegenseitige Abhängigkeit unter den beteiligten Projektpartnern.

Um die langfristige Wirtschaftlichkeit dennoch abzusichern, bietet sich die Einbindung einer Preisgleitklausel in die Vertragsgestaltung an. Durch die Kopplung der Vergütung an geeignete Referenzindizes (z. B. Energiepreisindex, Rohstoffkosten) können Kostensteigerung und Marktvolatilität berücksichtigt werden. Auf diese Weise lassen sich

faire und transparente Anpassungen der Vergütung über die gesamte Vertragslaufzeit realisieren, wodurch sowohl die Investitionssicherheit der Anlagenbetreibenden als auch die Versorgungssicherheit der Molkerei gestärkt wird.

9 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Um die benötigte Energie seitens der Molkerei zu quantifizieren, wurde das Energiesystem der Molkerei analysiert. Dabei wurde im Jahr 2022 ein Energiebedarf von über 54 GWh/a (Erdgas) identifiziert. Darüber hinaus wurde herausgearbeitet, wo diese Energie innerhalb der Molkereiinfrastruktur Verwendung findet und wann diese über die Woche verteilt benötigt wird. Ergänzend wurden die Maßnahmen der Molkerei zur Optimierung der Energieversorgung erfasst und analysiert. Dabei sinkt der zukünftige Erdgasbedarf durch die Elektrifizierung und Optimierung der Prozesse innerhalb der Molkerei von über 51 GWh/a auf voraussichtlich 17 GWh/a. Diese 17 GWh/a stellen die Zielgröße der Erdgassubstitution dar.

Dem Erdgasbedarf steht das Biogaspotenzial der Region gegenüber. Nach Befragung und Analyse der Milchviehbetriebe, die Naarmann mit Rohmilch beliefern, ergibt sich ein lokales Energiepotenzial aus Reststoffen von 9,63 MW, das entspricht 84,36 GWh/a (unter Verwendung dem in Kapitel 5.3 berechneten Methanertrag). Dieses Potenzial übersteigt den Erdgasbedarf der Molkerei um ein Vielfaches. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass es sich hierbei um ein theoretisches Potenzial handelt. Milchviehbetriebe, die ihre Reststoffe bereits energetisch nutzen, oder durch ihre Größe und/oder ihren geographischen Standort schwierig zu implementieren sind, müssen von dem theoretischen Potenzial abgezogen werden, um die tatsächlich zur Verfügung stehende Energiemenge beziffern zu können. Die Auswertung der Fragebögen ergab, dass ca. 50 % der Milchviehbetriebe, bereits Konzepte für eine energetische Nutzung der Wirtschaftsdünger vorweisen können. Allerdings spiegeln diese Ergebnisse nur 29 % (Rücklaufquote der Fragebögen) der betrachteten Betriebe wider.

Um den Bedarf und das Potenzial zu verknüpfen, wurden verschiedene Konzepte zur Nutzung organischer Reststoffe aus der Milchviehhaltung für die Energieversorgung der Molkerei Naarmann entwickelt und bewertet. Ziel war es, eine Lösung zu finden, die sowohl ökologische als auch wirtschaftliche Vorteile bietet und gleichzeitig an die vorhandenen regionalen Strukturen angepasst ist.

Zunächst wurden Bewertungskriterien festgelegt, die eine objektive Einschätzung der Konzepte ermöglichen. Dazu gehören unter anderem der logistische Aufwand für die Sammlung und den Transport der Reststoffe, die Investitionskosten, der Beitrag zur Reduktion von THG-Emissionen, der zeitliche Umsetzungsrahmen, der verbleibende Erdgasbedarf sowie die Frage, inwiefern das Konzept auch in anderen Regionen übertragbar ist. Diese Kriterien wurden gewichtet, um die Relevanz für die Gesamtbewertung widerzuspiegeln.

Ein weiterer wichtiger Bestandteil der Konzeptentwicklung ist die Integration lokaler Energieüberschüsse, insbesondere des überschüssigen Klärgases aus der nahegelegenen

kommunalen Kläranlage. Diese kann in ein Gesamtkonzept eingebunden werden und trägt so zusätzlich zur nachhaltigen Energieversorgung der Molkerei bei.

Auf dieser Grundlage wurden vier Konzepte entwickelt:

- eine zentrale Biomethananlage
- mehrere dezentrale Biomethananlagen
- Rohgascluster aus bestehenden Biogasanlagen
- Nutzung und Erweiterung einer einzelnen Bestandsanlage

Die Konzepte unterscheiden sich hinsichtlich Größe, Standortstruktur, logistischer Anforderungen und Investitionskosten. Während zentrale Anlagen durch Skaleneffekte bei der Gasaufbereitung wirtschaftlich attraktiv sein können, entstehen hier höhere Transportkosten. Dezentrale Ansätze reduzieren Transportwege, erhöhen aber den Gesamtaufwand für Bau und Betrieb mehrerer Anlagen. Das Konzept des Rohgasclusters nutzt vorhandene Biogasanlagen und setzt auf eine direkte Rohgasleitung zur Molkerei, wodurch Investitionskosten und Genehmigungsaufwand vergleichsweise gering ausfallen. Die Variante einer einzelnen Bestandsanlage weist zwar die niedrigsten Investitionskosten auf, erreicht jedoch geringere Substitutionsgrade und ist weniger flexibel skalierbar.

Die vergleichende Bewertung ergab, dass das Konzept unter Einbeziehung eines Rohgasclusters durch geringe Investitionskosten, die Einbindung lokaler Energieüberschüsse (Klärgas) und durch den hohen Erdgassubstitutionsgrads von bis zu 83 % das aussichtsreichste Konzept ist. Dieses Konzept wurde im Weiteren ausgearbeitet und für die Umsetzung vorbereitet.

Die betrachteten Bestandsanlagen verfügen über eine EEG-Vergütung bis 2031. Diese Verträge beinhalten eine lukrative Vergütungsstruktur, sodass die Umsetzung der Projektergebnisse größtenteils erst nach Auslaufen der EEG-Vergütung erfolgen wird, da die Kosten für Naarmann zum Beziehen des Biogases (in Konkurrenz zur EEG-Vergütung) während der EEG-Laufzeit zu hoch sind. Eine Ausnahme stellt dabei die Kläranlage dar, welche durch ihre Energieüberschüsse und Nähe zu Naarmann kurzfristig in die Energieversorgung der Molkerei eingebettet werden sollte.

Dieses Konzept verbindet die Vorteile einer regionalen Kooperation zwischen Landwirtschaft, Abwasserwirtschaft und Milchwirtschaft und bietet somit eine solide Grundlage für eine nachhaltige Energieversorgung. Es lässt sich zudem in abgewandelter Form auch auf andere Regionen mit vergleichbarer Struktur übertragen.

Für beide Bestandsanlagen wurden mehrere Szenarien betrachtet. Dabei wurde eine Erweiterung um 443 bzw. 605 kW geplant. Bei BGA1 soll ausschließlich die Kapazität der Erweiterung zur Energieversorgung der Molkerei genutzt werden, da für die aktuelle Anlagenkapazität bereits ein sinnvolles Nutzungskonzept inkl. Nutzung der Wärme

mittels Nahwärmenetz vorliegt. BGA2 wird komplett für die Energieversorgung der Molkerei eingesetzt, sowohl die Kapazität der Bestandsanlage als auch die der Erweiterung.

Aufgrund begrenzter Grundstücksgrößen der Biogasanlagenbetreibenden ist lediglich die Erweiterung um 443 kW möglich. Eine Erweiterung um 605 kW zur Erreichung der Vollsubstitution wurde seitens der Betreibenden ausgeschlossen. Somit ließe sich mit dem Szenario der Erweiterung beider Anlagen um 443 kW und dem Einbinden der Kläranlage eine Gesamtleistung von 1.618 kW erreichen. Das entspricht einer Energiemenge von 14,2 GWh/a und stellt einen Substitutionsgrad von 83 % dar. Die Biogasgestehungskosten liegen für BGA1 bei 8,7 ct/kWh und für BGA2 bei 6,9 ct/kWh. Daraus ergeben sich zukünftige Bezugskosten für den Betrieb der Dampfkesselanlage (aus Sicht der Molkerei Naarmann) von voraussichtlich mindestens 5,9 ct/kWh.

10 ÖFFENTLICHKEITSARBEIT

Das Projekt "ReMolk" wurde auf folgende Weisen dargestellt und präsentiert:

Artikel und Pressemitteilungen

- Tim Harms-Ensink, Sylke Mehnert, Jurek Häner, Matthias Kemper und Elmar Brügging (2023) Remolk – Forschungsprojekt der FH Münster befasst sich mit zukunftsorientierter Energieversorgung der milchverarbeitenden Industrie in DMW – die Milchwirtschaft. 22-23/2023 (14. Jg.)
- (2023) Milchprodukte nachhaltig herstellen: Forschungsprojekt „ReMolk“ startet Pressemitteilung der FH Münster vom 07.07.2023. verfügbar unter: <https://www.fh-muenster.de/legacy/>
- news/index.php?newsId=3156
- (2023) Milchprodukte nachhaltig herstellen – Forschungsprojekt „ReMolk“ der FH Münster und der Privatmolkerei Naarmann in Westfälische Nachrichten vom 15.07.2023

Vorträge

- Sylke Mehnert, Jurek Häner, Tim Harms-Ensink, Elmar Brügging, Christof Wetter (2023) ReMolk. Dekarbonisierung der Energieversorgung einer Molkerei durch die anaerobe Vergärung landwirtschaftlicher Reststoffe. Sommerkolloquium des Institutsverbunds Ressourcen, Energie und Infrastruktur (IREI) der FH Münster am 15.06.2023 in Münster
- Sylke Mehnert, Jurek Häner, Tim Harms-Ensink, Elmar Brügging (2023) ReMolk. Dekarbonisierung der Energieversorgung einer Molkerei durch die anaerobe Vergärung landwirtschaftlicher Reststoffe. Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven am 11. – 12.09.2023 in Bonn
- Beitrag in: Jurek Häner (2024) Anaerobic digestion for energetic utilization of residue and waste materials and nutrient management. Biogas und anaerobe Vergärung von Rest- und Abfallstoffen in Irland am 17.09.2024 in Dublin
- Tim Harms-Ensink, Jurek Häner, Elmar Brügging. ReMolk (2025) Dekarbonisierung der Energieversorgung einer Molkerei durch die anaerobe Vergärung landwirtschaftlicher Reststoffe. 18. Biogasinnovationskongress am 21. – 22.05.2025 in Osnabrück

Posterpräsentationen

- Sylke Mehnert, Jurek Häner, Tim Harms-Ensink, Elmar Brügging (2023) ReMolk. Dekarbonisierung der Energieversorgung einer Molkerei durch die anaerobe Vergärung landwirtschaftlicher Reststoffe. Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven am 11. – 12.09.2023 in Bonn

-
- Tim Harms-Ensink, Sylke Mehnert, Jurek Häner, Elmar Brügging (2024) ReMolk: Dekarbonisierung der Energieversorgung einer Molkerei durch die anaerobe Vergärung landwirtschaftlicher Reststoffe. Steinfurter Bioenergiefachtagung am 29.02.2024 in Steinfurt. doi: <https://doi.org/10.25974/fhms-17840>

Sonstige

- Beitrag in Forschungsbroschüre (2024) FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSPROJEKTE 2024/2025. verfügbar unter: <https://www-backend.fh-muenster.de/team-bruegging-wetter/downloads-team-b-w/Forschungs-und-Entwicklungsprojekte-Bruegging-Wetter-2024-2025.pdf>
- Beitrag auf Webseite der FH Münster (2025) REMOLK. verfügbar unter: <https://www.fh-muenster.de/de/team-bruegging-wetter/forschung/projekte/remolk>

11 FAZIT UND EMPFEHLUNG

Die Projektergebnisse verdeutlichen, dass die Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe aus der Milchviehhaltung ein hohes Potenzial zur Substitution fossiler Energieträger bietet. Am Beispiel der Molkerei Naarmann wurde gezeigt, dass die regional verfügbaren Reststoffmengen den zukünftigen Energiebedarf der Molkerei deutlich übersteigen können. Von den untersuchten Konzepten erwies sich das Rohgascluster bestehender Biogasanlagen als die technisch und wirtschaftlich am besten umsetzbare Lösung. Es verbindet geringe Investitionskosten mit einer hohen Substitutionswirkung und ermöglicht durch die Einbindung des überschüssigen Klärgases zusätzliche Effizienzvorteile. Zudem schafft es Synergien zwischen Landwirtschaft, Kläranlage und Molkerei und fördert damit die regionale Wertschöpfung.

Gleichzeitig wird deutlich, dass die Realisierung eines solchen Konzepts stabile wirtschaftliche Rahmenbedingungen erfordert. Langfristige Vergütungsmodelle sind notwendig, um die Investitionen der Biogasanlagenbetreibenden abzusichern, da Energielieferverträge typischerweise nur für wenige Jahre geschlossen werden, während die Investitionen über einen Zeitraum von rund zehn Jahren abgeschrieben werden.

Mit Blick auf die künftige Entwicklung ergeben sich aus den aktuellen/geplanten rechtlichen Rahmenbedingungen neue Chancen für Projekte dieser Art. Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) mit der schrittweise steigenden CO₂-Bepreisung für eine Preissteigerung bei fossilem Erdgas, wodurch regionale, erneuerbare Lösungen an Wettbewerbsfähigkeit gewinnen. Spätestens mit dem Übergang zum europäischen Emissionshandel für Brennstoffe (ETS 2) ab 2027 wird dieser Effekt weiter verstärkt.

Für die praktische Umsetzung bietet die entwickelte Roadmap einen klaren Handlungsrahmen: Nach Auslaufen der aktuellen EEG-Vergütungen ist ein Projektstart ab 2031 vorgesehen, wobei bereits ab 2029 vorbereitende Schritte, wie Wirtschaftlichkeitsprüfungen, Genehmigungen und Infrastrukturplanungen erfolgen müssen. Die tatsächliche Umsetzung hängt dabei maßgeblich von der weiteren wirtschaftlichen Entwicklung und den rechtlichen Rahmenbedingungen ab. Sollte sich das Konzept als tragfähig erweisen, ermöglicht die erarbeitete Roadmap eine geordnete und zeitnahe Realisierung.

12 LITERATURVERZEICHNIS

Aberle et al. 2016

Aberle, J., Effenberger, M., Helm, M., Kriz, R. und Krodel, T. (2016), „Anforderungen an die Ausführung, den Betrieb und die Wartung von Fahrsiloanlagen“, available at <https://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0005/anforderungen-ausfuehrung-betrieb-wartung-fahrsiloanlagen.pdf> (PDFBrowserview (last access on 12.09.2025)).

ALB Bayern e.V. o.J.

Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und Landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. (o.J.), „Glossar für Begriffe im Umfeld von Biogasanlagen“, available at https://www.biogas-forum-bayern.de/De/Labor/nachhaltig-erneuerbare-energie_Glossar.html (last access on 12.09.2025).

Beil et al. 2019

Beil, M., Beyrich, W., Kasten, J. und Krautkremer, B. (2019), „Verbundvorhaben: Effiziente Mikro Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA)“, available at <https://www.fnr.de/fileadmin/projektdatenbank/22401615.pdf> (last access on 12.09.2025).

Berkemeier 2019

Berkemeier, K. (2019), „Wohin wächst die Biomilch?“, available at <https://www.elite-magazin.de/news/nachrichten/wohin-wachst-die-biomilch-12921.html> (last access on 12.09.2025).

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2023

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2023), „Informationsblatt CO2-Faktoren. Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft - Zuschuss“, available at https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2024.html (last access on 13.09.2025).

Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 2023

Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (2023), „Rinderhaltung in Deutschland“, available at <https://www.bmel-statistik.de/landwirtschaft/tierhaltung/rinderhaltung> (last access on 13.09.2025).

Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 2024

Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (2024), „Versorgungsbilanz Milch: Mehr Käse und weniger Butter verbraucht“, available at https://www.ble.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/250410_Versorgungsbilanz_Milch.html (last access on 13.09.2025).

Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie 2023

Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie (2023), „Ernährungsindustrie 2023“, available at <https://www.ernaehrungsindustrie.de/wp->

<content/uploads/2024/07/bve-statistikbroschüre2023.pdf> (last access on 13.09.2025).

CFI Team o. J.

CFI Team (o. J.), „WACC“, available at

<https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/what-is-wacc-formula/> (last access on 12.09.2025).

Deutscher Bauernverband e.V. 2023

Deutscher Bauernverband e.V. (2023), „Haltung von Milchkühen“, available at <https://www.bauernverband.de/faktencheck/haltung-von-milchkuehen#:~:text=In%20Deutschland%20ist%20die%20Anbindehaltung,Rahmen%20der%20E2%80%9EKleinerzeugerregelung%E2%80%9C%20erlaubt.> (last access on 13.09.2025).

Europäische Union 2018

Europäische Union (2018), „RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“, available at <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001> (last access on 09.10.2025).

European Commission 2023

European Commission (2023), „Biomethane“, available at https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/biomethane_en?utm_source= (last access on 09.10.2025).

Eurostat 2025

Statistical Office of the European Union (2025), „Natural gas supply statistics“, available at https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics (last access on 09.10.2025).

Fehrenbach et al. 2018

Fehrenbach, H., Giegrich, J., Köppen, S., Wern, B., Pertagnol, J., Baur, F., Hünecke, K., Dehoust, G., Bulach, W. und Wiegmann, K. (2018), „BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem“, available at https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24_texte_115-2019_biorest.pdf (last access on 13.09.2025).

Fehrenbach et al. 2019

Fehrenbach, H., Giegrich, J., Köppen, S., Wern, B., Pertagnol, J., Baur, F., Hünecke, K., Dehoust, G., Bulach, W. und Wiegmann, K. (2019), „BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor)“, available at https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24_texte_115-2019_biorest.pdf (last access on 12.09.2025).

FNR

FNR, Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. 3-00-014333-5,
Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.

FNR 2023

FNR (2023), „Treibhausgas-Emissionen von Biogasanlagen“, available at <https://biogas.fnr.de/rahmenbedingungen/treibhausgas-emissionen-von-biogasanlagen> (last access on 13.09.2025).

Good Food Institute Europe 2023

Good Food Institute Europe (2023), „Deutscher Markt für pflanzenbasierte Alternativprodukte wächst 2022 um 11% und trotz der Inflation“, available at <https://gfieurope.org/de/blog/deutscher-markt-fur-pflanzenbasierte-alternativprodukte-wachst-2022/> (last access on 31.08.2025).

Grösch et al. 2020

Grösch, N., Baldauf, T., Trox Christian und Saidi, A. (2020), „Biogas nach dem EEG – (wie) kann's weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreibende“, available at https://www.carmen-ev.de/download/biogas-nach-dem-eeg-rezab-broschuere/?wpdmld=8696&_wpdmkey=688e5564c9621 (last access on 13.09.2025).

ICAP 2022

International Carbon Action Partnership (2022), „German National Emissions Trading System“, available at https://icapcarbonaction.com/system/files/ets_pdfs/icap-etsmap-factsheet-108.pdf (last access on 12.09.2025).

Klemm and Vennemann 2021

Klemm, C. und Vennemann, P. (2021), „Modeling and optimization of multi-energy systems in mixed-use districts: A review of existing methods and approaches“, available at <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110206> (last access on 09.10.2025).

Kost et al. 2024

Kost, C., Müller, P., Schweiger, J. und Fluri, V. (2024), „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, available at <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html#:~:text=Die%20Forscherinnen%20und%20Forscher%20analysieren,%20sowohl%20die%20Stromgestehungskosten,sowie%20Braun-%2C%20Steinkohle%2C%20Erdgas%20und%20Wasserstoff%20in%20Deutschland.> (last access on 12.09.2025).

Krien et al. 2020

Krien, U., Schönfeldt, P., Launer, J., Hilpert, S., Kaldemeyer, C. und Pleßmann, G. (2020), „oemof.solph—A model generator for linear and mixed-integer linear optimisation of energy systems“, available at

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2665963820300191?via%3Di>
hub (last access on 09.10.2025).

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.v: 2013

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.v: (2013), Fauszahlen Biogas, Vol. 3. 978-3-941583-85-6.

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.v: 2018

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.v: (2018), Faustzahlen für die Landwirtschaft, 15. edition. 978-3-945088-59-3.

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.v: 2021

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.v: (2021), „Ernte- und Silomanagement – Silagequalität verbessern und Verluste verringern“, available at https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Artikel/Pflanzenbau/Silomanagement/Silomanagement.pdf (last access on 12.09.2025).

M. Liebensteiner et al. 2025

M. Liebensteiner, F. Ocker und A. Abuzayed (2025), „High electricity price despite expansion in renewables: How market trends shape Germany’s power market in the coming years“, available at <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524004683> (last access on 13.09.2025).

Maxwell 2020

Maxwell, C. (2020), „Cost Indices“, available at <https://toweringskills.com/financial-analysis/cost-indices/> (last access on 12.09.2025).

Milchindustrie-Verband 2023

Milchindustrie-Verband (2023), „Milkipedia“, available at <https://milchindustrie.de/milkipedia-register/a/> (last access on 13.09.2025).

MIV 2025

Milchindustrie-Verband (2025), „Die Milch im Überblick: Die wichtigsten Daten und Fakten“, available at https://milchindustrie.de/wp-content/uploads/2024/12/Daten_Fakten_Deutschlandkarte_2024-2025_Homepage-scaled.jpg (last access on 12.09.2025).

Pelzer 2023

Pelzer, A. (2023), Milchviehhaltung und BGA, Besprechung.

QM-Milch e.V. 2023

QM-Milch e.V. (2023), „QM Standard“, available at https://qm-milch.de/wp-content/uploads/2024/08/QM_Standard-Version-2020.3_Final_Stand_20240805.pdf (last access on 13.09.2025).

QM-Milch e.V. 2025

QM-Milch e.V. (2025), „Mitgliedsverbände“, available at <https://qm-milch.de/mitgliedsverbaende/> (last access on 12.09.2025).

Scholwin et al. 2019

Scholwin, F., Grope, J., Clinkscales, A. und Daniel-Gromke, J. (2019), „Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle“, available at
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_texte_41-2019_biogasproduktion.pdf (last access on 12.09.2025).

Seider et al. 2016

Seider, W., Lewin, D., Widagdo, S., Gani, R. und Ka Ming Ng (2016), Product and Process Design Principles. 978-1-119-28263-1.

Statistisches Amt der Europäischen Union 2024

Statistisches Amt der Europäischen Union (2024), „Milchaufnahme (alle Milcharten) und Gewinnung von Milcherzeugnissen - jährliche Daten“, available at
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/APRO_MK_POBTA_custom_501105/bookmark/bar?lang=de&bookmarkId=a2b3dd0a-f415-4605-8299-984d8bca481d (last access on 13.09.2025).

Statistisches Bundesamt 2024

Statistisches Bundesamt (2024), „Deutschland EU-weit größter Kuhmilcherzeuger“, available at <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Land-Forstwirtschaft-Fischerei/Milchquote.html> (last access on 31.08.2025).

2006

Verein Deutscher Ingenieure (2006), „VDI-Richtlinie 4630 - Vergärung organischer Stoffe - Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche“.

13 ANHANG

13.1 Fragebogen

Kontaktdaten

Name/Firma: _____ Telefon/Mobil: _____

Haupterwerb: _____ Nebenerwerb: _____

Fragen zur Rinderhaltung

Wie viele Kälber (ab der 4. Woche) werden gehalten und wie sieht die Haltungsform aus? Wie groß sind hier die Mistintervalle?

Tierplätze: _____

- Vollspaltenboden
- Liegeboxen

Mistintervalle: _____

- Gruppenbucht auf Stroh
- Andere: _____

Wie viele Jungrinder werden gehalten und wie sieht die Haltungsform aus? Wie groß sind hier die Mistintervalle?

Tierplätze: _____

- Vollspaltenboden
- Boxenlaufstall
- Andere: _____

Mistintervalle: _____

- Tiefstreustall
- Tretmiststall

Wie viele Milchkühe werden gehalten und wie sieht die Haltungsform aus? Wie groß sind hier die Mistintervalle?

Tierplätze: _____

- Anbindehaltung
- Boxenlaufstall
- Tiefstreustall

Mistintervalle: _____

- Tretmiststall
- Kompostierungsstall
- Andere: _____

Haben die Tiere Weidegang? (wenn ja, bitte angeben wie oft im Jahr und wie lange pro Weidegang)

Tage pro Jahr: _____

Stunden pro Weidegang: _____

Welche Futtermittel werden eingesetzt? (bitte um Abschätzung der prozentualen Verteilung)

- Grassilage _____ %
- Maissilage _____ %
- Heu _____ %
- Stroh _____ %

- Rapsextraktionsschrot _____ %
- Sojaextraktionsschrot _____ %
- Andere: _____ %
- Andere: _____ %

Fragen zu den Reststoffen

Welche Reststoffe fallen an? (bitte in m³ bzw. t pro Jahr angeben)

- Mist
- Gülle

Weitere: _____
 Weitere: _____

Wie sieht die Laufflächengestaltung aus?

- Spaltenboden

Planbefestigt mit Schieber

Welches Güllelagersystem liegt vor?

- Unter Stall Lagerung

Lagerung im Hochsilo
→ abgedeckt: Ja Nein

Wie viele Futtermittelreste (die nicht verfüttert werden) fallen am Futtertisch an? (bitte in kg/d abschätzen)

Wie viele Futtermittelverluste (die nicht verfüttert werden) fallen am Fahrsilo an? (bitte in kg/d abschätzen)

Sind weitere organische Reststoffe auf dem landwirtschaftlichen Betrieb vorhanden? (wenn ja, welche?)

- Nein

Ja: _____

Sind noch weitere Nutztierarten auf dem Betrieb vorhanden? (wenn ja, bitte mit Tierplätzen angeben)

- Nein

Ja: _____

Weitere Fragen

Werden die Reststoffe aktuell einer Biogasanlage zugeführt? (wenn ja, welche genau?)

- Nein

Ja: _____

Was passiert aktuell mit den Reststoffen, wenn diese keiner Biogasanlage zugeführt werden?

- Abgabe an Dritte (z.B. Güllebörse)
- Andere Nutzung: _____

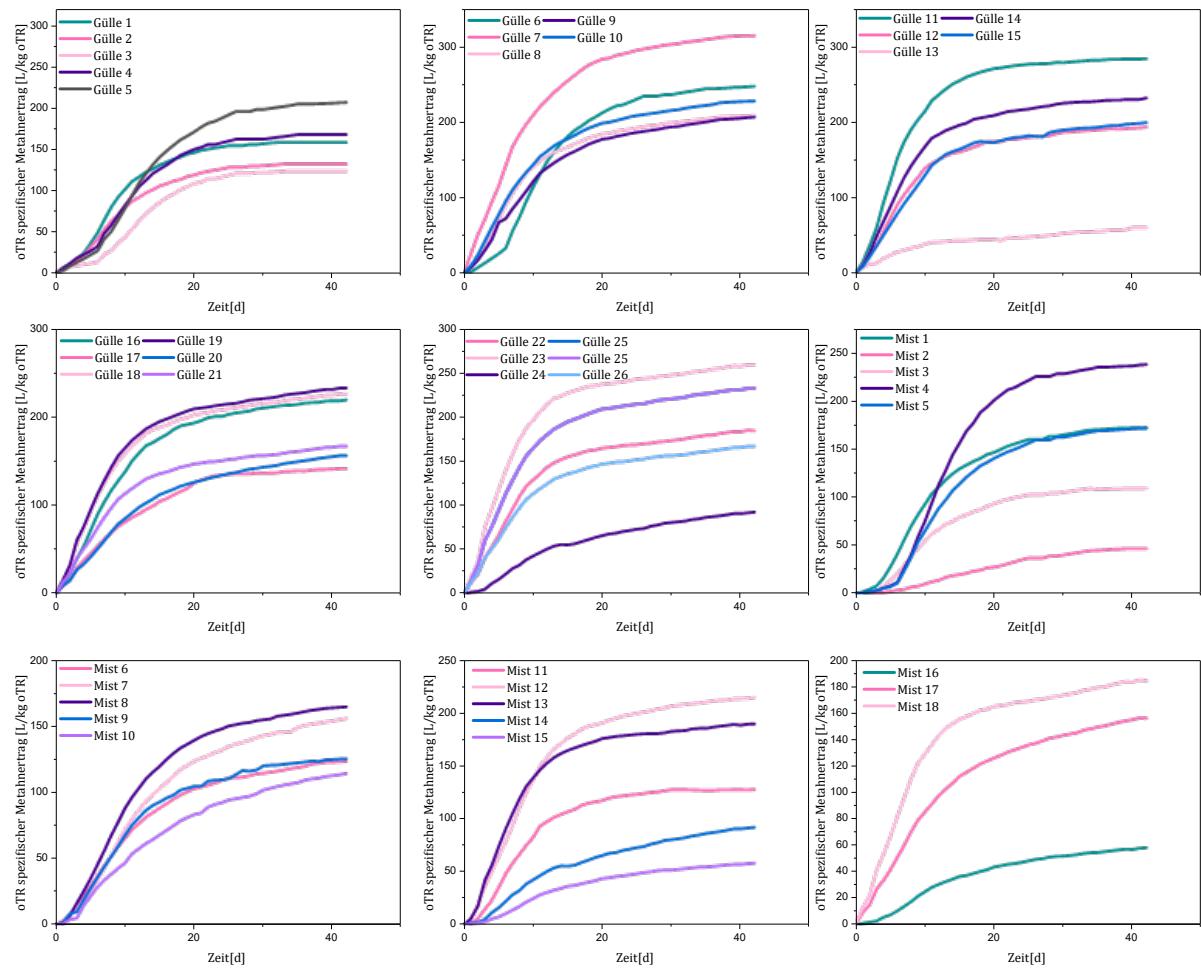
Ausbringung auf eigenen Flächen

Wäre die Nutzung der Nährstoffe (Gärreste) für Sie von Interesse?

- Nein

Ja: _____

13.2 Ergebnisse der Biomethanpotenzialbestimmungen



13.3 Python Programmcode

Programmcode Konzept 1 & 2

```
# ===== Eingaben =====
anzahl_cluster = int(input('Geben Sie die Anzahl der Cluster ein: '))
max_distance_km = float(input('Geben Sie den gewünschten Radius in km ein: '))

# ===== Imports =====
import pandas as pd
import numpy as np
from geopy.geocoders import Nominatim
from geopy.extra.rate_limiter import RateLimiter
from geopy.distance import distance
from datetime import datetime
import matplotlib.pyplot as plt

import matplotlib as mpl
from sklearn.cluster import KMeans
import geopandas as gpd
import osmnx as ox
import networkx as nx
import matplotlib.lines as mlines
from matplotlib.offsetbox import AnchoredText
from pathlib import Path
import warnings
import locale
import os

warnings.filterwarnings("ignore", category=UserWarning)

# ===== Deutsche Zahlendarstellung =====
try:
    locale.setlocale(locale.LC_ALL, 'de_DE.UTF-8') # Linux/Mac
except:
    try:
        locale.setlocale(locale.LC_ALL, 'deu_deu') # Windows
    except:
        print("Warnung: Deutsche Locale nicht verfügbar, nutze Standard.")

# ===== Schrift & Achsenticks =====
mpl.rcParams['font.family'] = 'Cambria'
mpl.rcParams['xtick.labelsize'] = 14
mpl.rcParams['ytick.labelsize'] = 14

# ===== Pfade/Dateien =====
heute = datetime.now().strftime('%Y-%m-%d')
desktop = Path.home() / "Desktop"

in_xlsx_name = '2024-09-30 Daten für Clusterbildung.xlsx' # << ggf. anpassen
in_sheet = 'Clustering'
gadm_path = 'gadm41_DEU_2.json' # << falls nicht im Arbeitsverzeichnis: absoluten Pfad setzen
out_excel = desktop / f'{heute}_Clustering_Ergebnis.xlsx'
out_png = desktop / f'{heute}_cluster_plot.png'
out_svg = desktop / f'{heute}_cluster_plot.svg'
cache_csv = 'geocode_cache.csv'

# Excel robust finden: erst im CWD, sonst Desktop
```

```
candidate_paths = [Path(in_xlsx_name), desktop / in_xlsx_name]
in_xlsx = None
for p in candidate_paths:
    if p.exists():
        in_xlsx = p
        break
if in_xlsx is None:
    raise FileNotFoundError(
        f"Excel nicht gefunden unter:\n - {candidate_paths[0]}\n - {candidate_paths[1]}\n"
        "Bitte Dateinamen/Ort prüfen oder 'in_xlsx_name' anpassen."
    )
print("Arbeitsverzeichnis:", os.getcwd())
print("Excel-Datei verwendet:", in_xlsx)

# ===== Daten laden/aggregieren =====
data = pd.read_excel(in_xlsx, sheet_name=in_sheet,
                     engine='openpyxl')
data = data.groupby(['AB_ADRESSE', 'JAHR', 'Abgeber'],
                     as_index=False).agg(MENGE=('MENGE', 'sum'))

# ===== Geocoding: Cache + RateLimiter =====
geolocator = Nominatim(user_agent='cluster_geocoder', timeout=10)
geocode = RateLimiter(geolocator.geocode, min_delay_seconds=1,
                      swallow_exceptions=True)

if Path(cache_csv).exists():
    cache =
    pd.read_csv(cache_csv).drop_duplicates('AB_ADRESSE').set_index('AB_A
DRESSE')
else:
    cache = pd.DataFrame(columns=['AB_ADRESSE', 'Lat3',
                                   'Long3']).set_index('AB_ADRESSE')

def get_lat_lon(addr: str):
    if addr in cache.index:
        lat, lon = cache.loc[addr, ['Lat3', 'Long3']]
        return lat, lon
    loc = geocode(addr)
    if loc:
        lat, lon = loc.latitude, loc.longitude
    else:
        lat, lon = np.nan, np.nan
    cache.loc[addr, ['Lat3', 'Long3']] = [lat, lon]
    return lat, lon

latlon = data['AB_ADRESSE'].apply(get_lat_lon)
data[['Lat3', 'Long3']] = pd.DataFrame(latlon.tolist(),
                                       index=data.index)

# Cache speichern
cache.reset_index()[['AB_ADRESSE', 'Lat3', 'Long3']].to_csv(cache_csv,
                index=False)

# Ungültige Geos entfernen
data = data.dropna(subset=['Lat3', 'Long3']).copy()
if data.empty:
    raise SystemExit("Keine gültigen Koordinaten nach dem Geocoding
gefunden.")

# ===== Clustering (KMeans) =====
def geographic_clustering(df, k):
    coords = df[['Long3', 'Lat3']].to_numpy()
```

```

        km = KMeans(init='k-means++', n_clusters=k, n_init=10,
random_state=42)
        km.fit(coords, sample_weight=df['MENGE'])
        df2 = df.copy()
        df2['clusterMENGE'] = km.labels_
        return df2, km.cluster_centers_

data, cluster_centers_raw = geographic_clustering(data,
anzahl_cluster)

# ===== Filter nach Distanz zum rohen Zentrum =====
def compute_dist_km(row):
    lon_c, lat_c = cluster_centers_raw[row['clusterMENGE']]
    return distance((row['Lat3'], row['Long3']), (lat_c, lon_c)).km

data['distance_to_center'] = data.apply(compute_dist_km, axis=1)
data_filtered = data[data['distance_to_center'] <=
max_distance_km].copy()
if data_filtered.empty:
    data_filtered.to_excel(out_excel, index=False)
    raise SystemExit("Keine Daten im festgelegten Radius.")

# ===== Zentren nach Filter neu berechnen (gewichteter Schwerpunkt)
=====
vorhandene_cluster =
sorted(data_filtered['clusterMENGE'].unique().tolist())
def weighted_centers(df, label_col='clusterMENGE', wcol='MENGE'):
    centers = []
    for c in vorhandene_cluster:
        sub = df[df[label_col]==c]
        if sub.empty:
            centers.append([np.nan, np.nan])
        else:
            w = sub[wcol].astype(float).values
            lon = np.average(sub['Long3'], weights=w)
            lat = np.average(sub['Lat3'], weights=w)
            centers.append([lon, lat])
    return np.array(centers)

cluster_centers = weighted_centers(data_filtered)

# ===== Leistung (MW) je Cluster (für Legende + Excel-Summary) =====
# Annahme: MW = MENGE * 0.47 / 720 / 1000
cluster_totals_mw = (
    data_filtered.groupby('clusterMENGE')['MENGE'].sum() * 0.47 /
720 / 1000
)

# ===== Punktgrößen (robust) =====
s_min, s_max = 50, 800
mengen = data_filtered['MENGE'].astype(float)
vmin, vmax = np.nanpercentile(mengen, [5, 95])
if np.isclose(vmin, vmax):
    data_filtered['marker_size'] = (s_min+s_max)/2
else:
    data_filtered['marker_size'] = np.interp(mengen, [vmin, vmax],
[s_min, s_max]).clip(s_min, s_max)

# ===== Kartenfenster =====
min_long, max_long = data_filtered['Long3'].min(),
data_filtered['Long3'].max()
min_lat, max_lat = data_filtered['Lat3'].min(),
data_filtered['Lat3'].max()

```

```
min_long -= 0.1; max_long += 0.1
min_lat -= 0.1; max_lat += 0.1

# ===== Basiskarte =====
if not Path(gadm_path).exists():
    print(f"Warnung: '{gadm_path}' nicht gefunden. Bitte absoluten Pfad setzen.")
world = gpd.read_file(gadm_path)
if world.crs is None or world.crs.to_string().lower() not in ("epsg:4326", "wgs84"):
    world = world.to_crs(epsg=4326)
world_clipped = world.cx[min_long:max_long, min_lat:max_lat] if not world.empty else world

# ===== Orte (OSM) =====
tags = {'place': ['city', 'town']}
try:
    places_gdf = ox.geometries_from_bbox(max_lat, min_lat, max_long,
                                           min_long, tags)
    if places_gdf.crs is None or places_gdf.crs.to_string().lower() not in ("epsg:4326", "wgs84"):
        places_gdf = places_gdf.to_crs(epsg=4326)
    places_pts =
    places_gdf[places_gdf.geometry.geom_type=="Point"].copy()
    if 'name' not in places_pts.columns:
        places_pts['name'] = None
    places_pts = places_pts.dropna(subset=['name'])
except Exception as e:
    print(f"Warnung: Orte konnten nicht geladen werden ({e}).")
    places_pts = gpd.GeoDataFrame(geometry=[], crs="EPSG:4326")
    places_pts['name'] = []

# ===== Farben =====
colors =
['#009292', '#490092', '#006ddb', '#b66dff', '#6db6ff', '#b6dbff',
 '#920000', '#924900', '#d16d00', '#24ff24']
def cluster_color(i): return colors[i%len(colors)]
markers = ['o', 'x', 's', '^', '*', 'p', 'P', 'D', '<', '>']

# ===== Straßennetz (Routing) =====
G = None
try:
    G = ox.graph_from_bbox(max_lat, min_lat, max_long, min_long,
                           network_type='drive')
    G = ox.utils_graph.get_undirected(G)
except Exception as e:
    print(f"Warnung: Straßennetz konnte nicht geladen werden ({e}). Fallback: Luftlinie.")

def road_distance_km(lon_a, lat_a, lon_b, lat_b):
    if G is None:
        return distance((lat_a, lon_a), (lat_b, lon_b)).km
    try:
        u = ox.distance.nearest_nodes(G, lon_a, lat_a)
        v = ox.distance.nearest_nodes(G, lon_b, lat_b)
        try:
            length = ox.distance.shortest_path_length(G, u, v,
weight='length')
        except Exception:
            length = nx.shortest_path_length(G, u, v,
weight='length')
        return float(length)/1000.0
    except:
```

```

        return distance((lat_a,lon_a),(lat_b,lon_b)).km

# ===== Plot =====
fig, ax = plt.subplots(figsize=(20,30))
world_clipped.plot(ax=ax, color='lightgray', edgecolor='black')

# Orte (Punkt + Name mit Offset & Rand-Clipping)
if not places_pts.empty:
    places_pts.plot(ax=ax, color='black', markersize=15)
    label_offset = 0.005 # leicht über dem Punkt
    margin = 0.02 # Abstand zum Rand
    for x, y, label in zip(places_pts.geometry.x,
places_pts.geometry.y, places_pts['name']):
        x_text, y_text = x, y + label_offset
        # Clipping an Kartenrand
        if x_text < min_long + margin: x_text = min_long + margin
        if x_text > max_long - margin: x_text = max_long - margin
        if y_text < min_lat + margin: y_text = min_lat + margin
        if y_text > max_lat - margin: y_text = max_lat - margin
        ax.text(x_text, y_text, str(label), fontsize=20,
color='black', ha='center', va='bottom')

# Clusterpunkte + Legende
legend_elems=[]
for i,c in enumerate(vorhandene_cluster):
    cd = data_filtered[data_filtered['clusterMENGE']==c]
    ax.scatter(cd['Long3'], cd['Lat3'],
               color=cluster_color(i),
               s=cd['marker_size'],
               marker=markers[i%len(markers)],
               alpha=0.9, linewidths=1.2, edgecolors='k')
    mw_str = locale.format_string("%.1f",
float(cluster_totals_mw.get(c, 0.0)), grouping=True)
    legend_elems.append(
        mlines.Line2D([], [], color=cluster_color(i),
                     marker=markers[i%len(markers)], linestyle='None',
                     markersize=10, label=f'Cluster {c+1}: {mw_str} MW')
    )

# Clusterzentren
ax.scatter(cluster_centers[:,0], cluster_centers[:,1],
           facecolors='grey', edgecolors='black', s=2000, alpha=0.9,
marker='o', linewidths=2)
legend_elems.append(mlines.Line2D([],[], marker='o',
linestyle='None',
           markerfacecolor='grey', markeredgecolor='black',
           markeredgewidth=2, markersize=12, label='Cluster
Zentrum'))
if not places_pts.empty:
    legend_elems.append(mlines.Line2D([],[], color='black',
marker='o',
           linestyle='None',
           markersize=5, label='Orte'))

ax.set_xlim(min_long, max_long); ax.set_ylim(min_lat, max_lat)
ax.set_xlabel("Längengrad", fontsize=20)
ax.set_ylabel("Breitengrad", fontsize=20)
ax.set_title(f'{anzahl_cluster} Cluster gewichtet nach Milchmenge',
fontsize=28)

# Legende (oben rechts)
ax.legend(handles=legend_elems, loc='upper right', prop={'size':18},
frameon=True)

```

```

# ===== Infobox (unten rechts, OHNE MW) =====
# Wirtschaftsdünger (kg/Jahr) mit 3,6 kg/L Milch
cluster_dung_kg =
data_filtered.groupby('clusterMENGE')['MENGE'].sum()*3.6 # kg/Jahr

# Ø Straßendistanz je Cluster (km)
mean_road_km_per_cluster = {}
for i, c in enumerate(vorhandene_cluster):
    cd = data_filtered[data_filtered['clusterMENGE']==c]
    if cd.empty or np.isnan(cluster_centers[i,0]) or
    np.isnan(cluster_centers[i,1]):
        mean_road_km_per_cluster[c] = np.nan
        continue
    lon_c, lat_c = cluster_centers[i]
    dlist = [road_distance_km(r['Long3'], r['Lat3'], lon_c, lat_c)
for _, r in cd.iterrows()]
    mean_road_km_per_cluster[c] = float(np.mean(dlist)) if dlist
else np.nan

infotext = "Cluster-Kennzahlen:\n"
for i, c in enumerate(vorhandene_cluster):
    n_betriebe =
data_filtered[data_filtered['clusterMENGE']==c]['AB_ADRESSE'].nunique()
    wirtschaftsduenger_t = (cluster_dung_kg.get(c, 0.0))/1000.0 # t/Jahr
    mean_km = mean_road_km_per_cluster.get(c, float('nan'))
    dung_str = locale.format_string("%d",
round(wirtschaftsduenger_t), grouping=True)
    km_str = locale.format_string("%.1f", mean_km, grouping=True)
    infotext += (f"Cluster {c+1}: {n_betriebe} Betriebe, "
                f"{dung_str} t Wirtschaftsdünger/Jahr, "
                f"Ø-Transportdistanz: {km_str} km\n")

box = AnchoredText(infotext, loc='lower right', prop={'size':18},
frameon=True)
box.patch.set_edgecolor('black'); box.patch.set_facecolor('white')
ax.add_artist(box)

# ===== Excel-Export mit Zusammenfassung =====
summary_rows = []
for i, c in enumerate(vorhandene_cluster):
    cd = data_filtered[data_filtered['clusterMENGE']==c]
    n_betriebe = cd['AB_ADRESSE'].nunique()
    wirtschaftsduenger_t = (cd['MENGE'].sum()*3.6*12)/1000.0
    mean_km = mean_road_km_per_cluster.get(c, float('nan'))
    mw = float(cluster_totals_mw.get(c, 0.0))
    summary_rows.append({
        "Cluster": c + 1,
        "Betriebe": n_betriebe,
        "Wirtschaftsdünger (t/Jahr)": round(wirtschaftsduenger_t),
        "Ø Transportdistanz (km)": round(mean_km, 1) if
np.isfinite(mean_km) else np.nan,
        "Leistung (MW)": round(mw, 1),
    })
summary_df = pd.DataFrame(summary_rows)

with pd.ExcelWriter(out_excel, engine="openpyxl") as writer:
    data_filtered.to_excel(writer, sheet_name="Daten", index=False)
    summary_df.to_excel(writer, sheet_name="Cluster_Kennzahlen",
index=False)

```

```
# ===== Ausgabe Grafik =====
plt.savefig(out_png, dpi=300, bbox_inches='tight')
plt.savefig(out_svg, dpi=300, bbox_inches='tight')
print(f'Gespeichert: {out_excel}')
print(f'Gespeichert: {out_png}')
print(f'Gespeichert: {out_svg}')
plt.show()
```

Programmcode Konzept 3 & 4

```
# ===== Eingaben =====
anzahl_cluster = 1 # nur ein Zentrum
max_distance_km = float(input('Geben Sie den gewünschten Radius in km ein: '))

# ===== Imports =====
import pandas as pd
import numpy as np
from geopy.geocoders import Nominatim
from geopy.extra.rate_limiter import RateLimiter
from geopy.distance import distance
from datetime import datetime
import matplotlib.pyplot as plt
import matplotlib as mpl
import geopandas as gpd
import osmnx as ox
import networkx as nx
import matplotlib.lines as mlines
from matplotlib.offsetbox import AnchoredText
from pathlib import Path
import warnings
import locale
import os

warnings.filterwarnings("ignore", category=UserWarning)

# ===== Deutsche Zahlendarstellung =====
try:
    locale.setlocale(locale.LC_ALL, 'de_DE.UTF-8') # Linux/Mac
except:
    try:
        locale.setlocale(locale.LC_ALL, 'deu_deu') # Windows
    except:
        print("Warnung: Deutsche Locale nicht verfügbar, nutze Standard.")

# ===== Schrift & Achsenticks =====
mpl.rcParams['font.family'] = 'Cambria'
mpl.rcParams['xtick.labelsize'] = 18 # größer gemacht
mpl.rcParams['ytick.labelsize'] = 18 # größer gemacht

# ===== Pfade/Dateien =====
heute = datetime.now().strftime('%Y-%m-%d')
desktop = Path.home() / "Desktop"

in_xlsx_name = '2024-09-30 Daten für Clusterbildung.xlsx' # << ggf. anpassen
in_sheet = 'Clustering'
gadm_path = 'gadm41_DEU_2.json' # << falls nicht im Arbeitsverzeichnis: absoluten Pfad setzen
out_excel = desktop / f'{heute} Clustering_Ergebnis.xlsx'
```

```
out_png    = desktop / f'{heute}_cluster_plot.png'
out_svg    = desktop / f'{heute}_cluster_plot.svg'
cache_csv = 'geocode_cache.csv'

# Excel robust finden: erst im CWD, sonst Desktop
candidate_paths = [Path(in_xlsx_name), desktop / in_xlsx_name]
in_xlsx = None
for p in candidate_paths:
    if p.exists():
        in_xlsx = p
        break
if in_xlsx is None:
    raise FileNotFoundError(
        f"Excel nicht gefunden unter:\n - {candidate_paths[0]}\n - {candidate_paths[1]}\n"
        "Bitte Dateinamen/Ort prüfen oder 'in_xlsx_name' anpassen."
    )
print("Arbeitsverzeichnis:", os.getcwd())
print("Excel-Datei verwendet:", in_xlsx)

# ===== Daten laden/aggregieren =====
data = pd.read_excel(in_xlsx, sheet_name=in_sheet,
                     engine='openpyxl')
data = data.groupby(['AB_ADRESSE', 'JAHR', 'Abgeber'],
                     as_index=False).agg(MENGE=('MENGE', 'sum'))

# ===== Geocoding: Cache + RateLimiter =====
geolocator = Nominatim(user_agent='cluster_geocoder', timeout=10)
geocode = RateLimiter(geolocator.geocode, min_delay_seconds=1,
                      swallow_exceptions=True)

if Path(cache_csv).exists():
    cache =
pd.read_csv(cache_csv).drop_duplicates('AB_ADRESSE').set_index('AB_A
DRESSE')
else:
    cache = pd.DataFrame(columns=['AB_ADRESSE', 'Lat3',
                                   'Long3']).set_index('AB_ADRESSE')

def get_lat_lon(addr: str):
    if addr in cache.index:
        lat, lon = cache.loc[addr, ['Lat3', 'Long3']]
        return lat, lon
    loc = geocode(addr)
    if loc:
        lat, lon = loc.latitude, loc.longitude
    else:
        lat, lon = np.nan, np.nan
    cache.loc[addr, ['Lat3', 'Long3']] = [lat, lon]
    return lat, lon

latlon = data['AB_ADRESSE'].apply(get_lat_lon)
data[['Lat3', 'Long3']] = pd.DataFrame(latlon.tolist(),
                                       index=data.index)

# Cache speichern
cache.reset_index()[['AB_ADRESSE', 'Lat3', 'Long3']].to_csv(cache_csv,
index=False)

# Ungültige Geos entfernen
data = data.dropna(subset=['Lat3', 'Long3']).copy()
if data.empty:
```

```
    raise SystemExit("Keine gültigen Koordinaten nach dem Geocoding gefunden.")

# ===== Fixiertes Zentrum (kein KMeans) =====
center_address = "Straße, PLZ Ort"
center_lat, center_lon = get_lat_lon(center_address)
if np.isnan(center_lat) or np.isnan(center_lon):
    raise SystemExit(f"Zentrum '{center_address}' konnte nicht geokodiert werden.")

def geographic_clustering(df):
    df2 = df.copy()
    df2['clusterMENGE'] = 0 # alle Punkte in ein Cluster
    centers = np.array([[center_lon, center_lat]]) # [lon, lat]
    return df2, centers

data, cluster_centers_raw = geographic_clustering(data)

# ===== Filter nach Distanz zum Zentrum =====
def compute_dist_km(row):
    lon_c, lat_c = cluster_centers_raw[row['clusterMENGE']]
    return distance((row['Lat3'], row['Long3']), (lat_c, lon_c)).km

data['distance_to_center'] = data.apply(compute_dist_km, axis=1)
data_filtered = data[data['distance_to_center'] <=
max_distance_km].copy()
if data_filtered.empty:
    data_filtered.to_excel(out_excel, index=False)
    raise SystemExit("Keine Daten im festgelegten Radius.")

# ===== Zentrum bleibt unverändert =====
vorhandene_cluster = [0]
cluster_centers = np.array([[center_lon, center_lat]])

# ===== Leistung (MW) je Cluster =====
cluster_totals_mw = (
    data_filtered.groupby('clusterMENGE')['MENGE'].sum() * 0.47 /
720 / 1000
)

# ===== Punktgrößen =====
s_min, s_max = 50, 800
mengen = data_filtered['MENGE'].astype(float)
vmin, vmax = np.nanpercentile(mengen, [5, 95])
if np.isclose(vmin, vmax):
    data_filtered['marker_size'] = (s_min+s_max)/2
else:
    data_filtered['marker_size'] = np.interp(mengen, [vmin, vmax],
[s_min, s_max]).clip(s_min, s_max)

# ===== Kartenfenster =====
min_long, max_long = data_filtered['Long3'].min(),
data_filtered['Long3'].max()
min_lat, max_lat = data_filtered['Lat3'].min(),
data_filtered['Lat3'].max()

# Dynamischer Rand: 5% der Ausdehnung (mindestens 0.01°)
lon_margin = max((max_long - min_long) * 0.25, 0.01)
lat_margin = max((max_lat - min_lat) * 0.30, 0.01)

min_long -= lon_margin; max_long += lon_margin
min_lat -= lat_margin; max_lat += lat_margin
```

```
# ===== Basiskarte =====
if not Path(gadm_path).exists():
    print(f"Warnung: '{gadm_path}' nicht gefunden. Bitte absoluten Pfad setzen.")
world = gpd.read_file(gadm_path)
if world.crs is None or world.crs.to_string().lower() not in ("epsg:4326", "wgs84"):
    world = world.to_crs(epsg=4326)
world_clipped = world.cx[min_long:max_long, min_lat:max_lat] if not world.empty else world

# ===== Orte (OSM) =====
tags = {'place': ['city', 'town']}
try:
    places_gdf = ox.geometries_from_bbox(max_lat, min_lat, max_long,
min_long, tags)
    if places_gdf.crs is None or places_gdf.crs.to_string().lower() not in ("epsg:4326", "wgs84"):
        places_gdf = places_gdf.to_crs(epsg=4326)
    places_pts =
places_gdf[places_gdf.geometry.geom_type=="Point"].copy()
    if 'name' not in places_pts.columns:
        places_pts['name'] = None
    places_pts = places_pts.dropna(subset=['name'])
except Exception as e:
    print(f"Warnung: Orte konnten nicht geladen werden ({e}).")
    places_pts = gpd.GeoDataFrame(geometry=[], crs="EPSG:4326")
    places_pts['name'] = []

# ===== Farben =====
colors =
['#009292', '#490092', '#006ddb', '#b66dff', '#6db6ff', '#b6dbff',
 '#920000', '#924900', '#d16d00', '#24ff24']
def cluster_color(i): return colors[i%len(colors)]
markers = ['o', 'x', 's', '^', '*', 'p', 'P', 'D', '<', '>']

# ===== Straßennetz (Routing) =====
G = None
try:
    G = ox.graph_from_bbox(max_lat, min_lat, max_long, min_long,
network_type='drive')
    G = ox.utils_graph.get_undirected(G)
except Exception as e:
    print(f"Warnung: Straßennetz konnte nicht geladen werden ({e}). Fallback: Luftlinie.")

def road_distance_km(lon_a, lat_a, lon_b, lat_b):
    if G is None:
        return distance((lat_a, lon_a), (lat_b, lon_b)).km
    try:
        u = ox.distance.nearest_nodes(G, lon_a, lat_a)
        v = ox.distance.nearest_nodes(G, lon_b, lat_b)
        try:
            length = ox.distance.shortest_path_length(G, u, v,
weight='length')
        except Exception:
            length = nx.shortest_path_length(G, u, v,
weight='length')
        return float(length)/1000.0
    except:
        return distance((lat_a, lon_a), (lat_b, lon_b)).km

# ===== Plot =====
```

```

fig, ax = plt.subplots(figsize=(20,30))
world_clipped.plot(ax=ax, color='lightgray', edgecolor='black')

# Orte (Punkt + Name mit Offset & Rand-Clipping)
if not places_pts.empty:
    places_pts.plot(ax=ax, color='black', markersize=15)
    label_offset = 0.0025 # leicht über dem Punkt
    margin = 0.02 # Abstand zum Rand
    for x, y, label in zip(places_pts.geometry.x,
    places_pts.geometry.y, places_pts['name']):
        x_text, y_text = x, y + label_offset
        # Clipping an Kartenrand
        if x_text < min_long + margin: x_text = min_long + margin
        if x_text > max_long - margin: x_text = max_long - margin
        if y_text < min_lat + margin: y_text = min_lat + margin
        if y_text > max_lat - margin: y_text = max_lat - margin
        ax.text(x_text, y_text, str(label), fontsize=20,
    color='black', ha='center', va='bottom')

# Clusterpunkte + Legende
legend_elems=[]
for i,c in enumerate(vorhandene_cluster):
    cd = data_filtered[data_filtered['clusterMENGE']==c]
    ax.scatter(cd['Long3'], cd['Lat3'],
    color=cluster_color(i),
    s=cd['marker_size'],
    marker=markers[i%len(markers)],
    alpha=0.9, linewidths=1.2, edgecolors='k')
    mw_str = locale.format_string("%.1f",
    float(cluster_totals_mw.get(c, 0.0)), grouping=True)
    legend_elems.append(
        mlines.Line2D([], [], color=cluster_color(i),
        marker=markers[i%len(markers)], linestyle='None',
        markersize=10, label=f'Cluster {c+1}: {mw_str} MW')
    )

# Clusterzentrum
ax.scatter(cluster_centers[:,0], cluster_centers[:,1],
    facecolors='grey', edgecolors='black', s=2000, alpha=0.9,
    marker='o', linewidths=2)
legend_elems.append(mlines.Line2D([],[], marker='o',
    linestyle='None',
    markerfacecolor='grey', markeredgecolor='black',
    markeredgewidth=2, markersize=12,
    label='Bestandsbiogasanlagen'))
if not places_pts.empty:
    legend_elems.append(mlines.Line2D([],[], color='black',
    marker='o',
    linestyle='None',
    markersize=5, label='Orte'))

ax.set_xlim(min_long, max_long); ax.set_ylim(min_lat, max_lat)
ax.set_xlabel("Längengrad", fontsize=20);
ax.set_ylabel("Breitengrad", fontsize=20)
ax.set_title("Reststoffleistung im Umkreis von Bestandsanlagen",
    fontsize=28)
from matplotlib.ticker import FormatStrFormatter

ax.xaxis.set_major_formatter(FormatStrFormatter('%.1f'))
ax.yaxis.set_major_formatter(FormatStrFormatter('%.2f'))

# Legende (oben rechts)

```

```
ax.legend(handles=legend_elems, loc='upper right', prop={'size':18},  
frameon=True)  
  
# ===== Infobox (unten rechts, OHNE MW) =====  
cluster_dung_kg =  
data_filtered.groupby('clusterMENGE')['MENGE'].sum()*3.6 # kg/Jahr  
  
mean_road_km_per_cluster = {}  
for i, c in enumerate(vorhandene_cluster):  
    cd = data_filtered[data_filtered['clusterMENGE']==c]  
    if cd.empty or np.isnan(cluster_centers[i,0]) or  
    np.isnan(cluster_centers[i,1]):  
        mean_road_km_per_cluster[c] = np.nan  
        continue  
    lon_c, lat_c = cluster_centers[i]  
    dlist = [road_distance_km(r['Long3'], r['Lat3'], lon_c, lat_c)  
for _, r in cd.iterrows()]  
    mean_road_km_per_cluster[c] = float(np.mean(dlist)) if dlist  
else np.nan  
  
infotext = "Cluster-Kennzahlen:\n"  
for i, c in enumerate(vorhandene_cluster):  
    n_betriebe =  
data_filtered[data_filtered['clusterMENGE']==c]['AB_ADRESSE'].nunique()  
    wirtschaftsduenger_t = (cluster_dung_kg.get(c, 0.0))/1000.0 #  
t/Jahr  
    mean_km = mean_road_km_per_cluster.get(c, float('nan'))  
    dung_str = locale.format_string("%d",  
round(wirtschaftsduenger_t), grouping=True)  
    km_str = locale.format_string("%.1f", mean_km, grouping=True)  
    infotext += (f"Cluster {c+1}: {n_betriebe} Betriebe,"  
                f"{dung_str} t Wirtschaftsdünger/Jahr,"  
                f"\u2296-Transportdistanz: {km_str} km\n")  
  
box = AnchoredText(infotext, loc='lower right', prop={'size':18},  
frameon=True)  
box.patch.set_edgecolor('black'); box.patch.set_facecolor('white')  
ax.add_artist(box)  
  
# ===== Excel-Export mit Zusammenfassung =====  
summary_rows = []  
for i, c in enumerate(vorhandene_cluster):  
    cd = data_filtered[data_filtered['clusterMENGE']==c]  
    n_betriebe = cd['AB_ADRESSE'].nunique()  
    wirtschaftsduenger_t = (cd['MENGE'].sum()*3.6)/1000.0  
    mean_km = mean_road_km_per_cluster.get(c, float('nan'))  
    mw = float(cluster_totals_mw.get(c, 0.0))  
    summary_rows.append({  
        "Cluster": c + 1,  
        "Betriebe": n_betriebe,  
        "Wirtschaftsdünger (t/Jahr)": round(wirtschaftsduenger_t),  
        "\u2296 Transportdistanz (km)": round(mean_km, 1) if  
        np.isfinite(mean_km) else np.nan,  
        "Leistung (MW)": round(mw, 1),  
    })  
summary_df = pd.DataFrame(summary_rows)  
  
with pd.ExcelWriter(out_excel, engine="openpyxl") as writer:  
    data_filtered.to_excel(writer, sheet_name="Daten", index=False)  
    summary_df.to_excel(writer, sheet_name="Cluster_Kennzahlen",  
index=False)
```

```
# ===== Ausgabe Grafik =====
plt.savefig(out_png, dpi=300, bbox_inches='tight')
plt.savefig(out_svg, dpi=300, bbox_inches='tight')
print(f'Gespeichert: {out_excel}')
print(f'Gespeichert: {out_png}')
print(f'Gespeichert: {out_svg}')
plt.show
```