



BACHELORARBEIT

Frau

Ana Fanlo Vicente

Biokraftstoffe und ihre Einsatzmöglichkeiten in der Gebäudeenergieversorgung

Mittweida, 09.09.2024

Fakultät Wirtschaftsingenieurwesen

Bachelorarbeit

Biokraftstoffe und ihre Einsatzmöglichkeiten in der Gebäudeenergieversorgung

Autorin:

Frau Ana Fanlo Vicente

Studiengang:

Nachhaltiges Immobilienmanagement

Seminargruppe:

NI21w1-B

Erstprüfer*in:

Prof. Dr.-Ing. Jörg Mehlis

Einreichung:

Mittweida, 09.09.2024

Verteidigung/Bewertung:

Mittweida, 2024

Faculty of Industrial Engineering

Bachelor Thesis

Biofuels and their applications in building energy supply

Author:

Ms. Ana Fanlo Vicente

Course of study:

Sustainable Real Estate Management

Seminar group:

NI21w1-B

First examiner:

Prof. Dr.-Ing. Jörg Mehlis

Submission:

Mittweida, 09.09.2024

Thesis defense:

Mittweida, 2024

Bibliografische Beschreibung:

Fanlo Vicente, Ana:

Biokraftstoffe und ihre Einsatzmöglichkeiten in der Gebäudeenergieversorgung.
2024 -107 S- Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftsingenieurwesen, Bachelorarbeit, 2024

Abstract:

Diese Bachelorarbeit untersucht den Einsatz von Biokraftstoffen in der Gebäudeenergieversorgung und beleuchtet ihre technologischen, ökologischen und ökonomischen Auswirkungen. Dabei wird analysiert, inwiefern Biokraftstoffe in Heizsystemen, zur Stromerzeugung und zur kombinierten Wärme- und Stromnutzung genutzt werden können. Neben der Darstellung der verschiedenen Arten und Generationen von Biokraftstoffen wird der Fokus auf ihre Verfügbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Effizienz gelegt. Zusätzlich werden potenzielle Herausforderungen wie die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und die langfristige Nachhaltigkeit dieser Energieform thematisiert. Ziel der Arbeit ist es, eine fundierte Grundlage für die Bewertung von Biokraftstoffen als Beitrag zur Energiewende im Gebäudesektor zu bieten.

Inhalt

Inhalt	I
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	VI
Abkürzungsverzeichnis	VIII
1 Einleitung	- 1 -
2 Grundlagen der Biomasse	- 2 -
2.1 <i>Definition und Klassifizierung von Biomasse</i>	- 2 -
2.2 <i>Arten von Biomasse</i>	- 3 -
2.2.1 <i>Energiepflanzen</i>	- 3 -
2.2.2 <i>Holz</i>	- 4 -
2.2.3 <i>Algen</i>	- 5 -
2.2.4 <i>Agrarische Abfälle</i>	- 6 -
2.2.5 <i>Tierische Abfälle</i>	- 6 -
2.2.6 <i>Sonstige Abfälle</i>	- 7 -
3 Arten von Biokraftstoffen	- 8 -
3.1 <i>Biokraftstoffe der ersten Generation</i>	- 9 -
3.1.1 <i>Bioethanol</i>	- 9 -
3.1.2 <i>Pflanzenöl</i>	- 10 -
3.1.3 <i>Biodiesel</i>	- 11 -
3.1.4 <i>Biogas</i>	- 12 -
3.2 <i>Biokraftstoffe der zweiten Generation</i>	- 14 -
3.2.1 <i>Biomethan</i>	- 14 -
3.2.2 <i>BTL-Kraftstoffe</i>	- 17 -
3.2.3 <i>Zellulose-Ethanol</i>	- 18 -
4 Einsatz von Biokraftstoffen in der Gebäudeenergieversorgung	- 19 -
4.1 <i>Rechtlicher Rahmen von Biokraftstoffen</i>	- 20 -
4.1.1 <i>Gesetzgebung</i>	- 20 -
4.1.2 <i>Förderungen</i>	- 23 -
4.2 <i>Transport von Biokraftstoffen</i>	- 25 -
4.2.1 <i>Transport von gasförmigen Biokraftstoffen</i>	- 25 -

4.2.2	Transport von Flüssigen Biokraftstoffen	- 27 -
4.3	<i>Lagerung von Biokraftstoffen</i>	- 28 -
4.3.1	Lagerung von gasförmigen Biokraftstoffen	- 28 -
4.3.2	Lagerung von flüssigen Biokraftstoffen.....	- 29 -
4.4	<i>Technologien zum Einsatz von Biokraftstoffen in der Gebäudeenergieversorgung</i>	- 30 -
4.4.1	Wärmeerzeugung: Heizungssysteme	- 30 -
4.4.2	Strom und Wärmeerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung.....	- 35 -
5	Wirtschaftlichkeit von Biokraftstoffen im Gebäudesektor	- 43 -
5.1	<i>Beispielrechnung: Wirtschaftlichkeit von einem Biomethan-BHKW in Kombination mit einem Erdgaskessel</i>	- 44 -
5.1.1	Objektbezogene Daten.....	- 44 -
5.1.2	BHKW-bezogene Daten	- 45 -
5.1.3	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Kenngrößen	- 46 -
5.1.4	Betriebsdauer: t.....	- 47 -
5.1.5	Kosten für Strom und Wärmeerzeugung ohne BHKW	- 51 -
5.1.6	Wirtschaftlichkeit und Amortisationsdauer	- 51 -
5.1.7	Grenzen der Berechnung	- 54 -
5.1.8	Weitere Optimierungspotenziale.....	- 56 -
5.2	<i>Biokraftstoff- BHKW im Zusammenspiel mit Wärmepumpe</i>	- 57 -
5.3	<i>Fazit zur Wirtschaftlichkeit von Biokraftstoffen im Immobiliensektor</i>	- 61 -
6	Nachhaltigkeitsaspekte von Biokraftstoffen	- 62 -
6.1	<i>Treibhausgasemissionen</i>	- 62 -
6.1.1	Treibhausgasemissionen von Pflanzenöltreibstoffen und Biodiesel	- 62 -
6.1.2	Treibhausgasemissionen von Bioethanol	- 64 -
6.1.3	Treibhausgasemissionen von Biogas und Biomethan	- 66 -
6.1.4	Reduzierung der Emissionen anhand eines praktischen Beispiels	- 67 -
6.2	<i>Weitere Auswirkungen auf die Nachhaltigkeit</i>	- 69 -
7	Ausblick	- 74 -
7.1	<i>Biokraftstoffe der dritten Generation</i>	- 74 -
7.2	<i>Biokraftstoffe der vierten Generation</i>	- 75 -
7.3	<i>Aktuelle Forschungsprojekte</i>	- 76 -
8	Fazit	- 77 -
9	Literaturverzeichnis	i

10	Anhang	xiv
10.1	<i>Anhang A: Energieverbrauchsdaten Haus 7 – Hochschule Mittweida</i>	<i>xiv</i>
10.2	<i>Anhang B: Gaserträge biogener Abfallarten</i>	<i>xv</i>
	Selbstständigkeitserklärung	xvii

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Silomaiseinsatz zur Erzeugung von Biogas abhängig von verschiedenen Wirtschaftsdüngerbeimischungen. Quelle: Thiering et al, 2011	- 7 -
Abbildung 2: Abbauphasen der anaeroben Vergärung biogener Stoffe. Quelle: Nachtmann, 2012	- 13 -
Abbildung 3: Verfahren zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid bei der Veredelung von Biomethan. Verändert nach Hermeling, 2023.	- 14 -
Abbildung 4: Herstellungsverfahren von BtL-Kraftstoffen. Quelle: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 2006	- 18 -
Abbildung 5: Aufbau und Funktionsweise einer Biogasanlage. Quelle: Kompetenzzentrum Energie EKO e.V.	- 26 -
Abbildung 6: Deutschlands Kraftwerks-Mix. Quelle: Janson, 2022	- 37 -
Abbildung 7: Kreislauf eines Kraftwerks mit Dampfturbinen. Quelle: Wiesche & Joos, 2018, S.32	- 38 -
Abbildung 8: Funktionsweise eines Gas- und Dampf-Kombikraftwerks. Quelle: Simply Science, 2012	- 39 -
Abbildung 9: Schematische Darstellung eines BHKW. Quelle: Flüssiggas, 2021.	- 41 -
Abbildung 10: Zusammensetzung der Investitionskosten für ein BHKW. Quelle: ASUE, 2010, S.34.....	- 46 -
Abbildung 11: Kostenverlauf abhängig von der Betriebsdauer des BHKW für $k > k'$	- 49 -
Abbildung 12: Kostenverlauf abhängig von der Betriebsdauer des BHKW für $k' > k$	- 51 -
Abbildung 13: Treibhausgasemissionen von Biodiesel nach Verursachern. Quelle: Umweltbundesamt, 2012.....	- 63 -

Abbildung 14: Treibhausgasemissionen von Ethanol aus verschiedenen Quellen während des gesamten Lebenszyklus. Quelle: Muñoz et al., 2013	- 64 -
Abbildung 15: Treibhausgasemissionen von Bioethanol nach Verursachern. Quelle: Umweltbundesamt, 2012.....	- 65 -
Abbildung 16: Menge an Abfallstoffen nach Herkunft. Quelle: Umweltbundesamt – Bioabfälle, 2023	- 71 -

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Organikanteil verschiedener Abfallarten. Quelle: Kaltschmitt et al. 2016.....	- 7 -
Tabelle 2: Eigenschaftenvergleich verschiedener Biokraftstoffe. Quelle: FNR - Fauszahlen	- 8 -
Tabelle 3: Preisvergleich von Gas mit verschiedenen Biogasanteilen. Quelle: Weigl, 2020- 30 -	
Tabelle 4: Vergleich unterschiedlicher KWK-Anlagen. Quelle: Umweltbundesamt -Kraft- Wärme-Kopplung 2013	- 36 -
Tabelle 5: Datenblatt vom Gas-BHKW et064 EG MA. Quelle: Enertec, 2013	- 45 -
Tabelle 6: Berechnungsmatrix für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eines Biomethan- BHKW: Rahmenbedingungen.	- 52 -
Tabelle 7: Berechnungsmatrix für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eines Biomethan- BHKW: Kosten, Ersparnis und Amortisation.....	- 53 -
Tabelle 8: Berechnung von der jährlich ungenutzten Strommenge.....	- 55 -
Tabelle 9: Mehrkosten und Amortisationsdauer durch ungenutzte Strommenge	- 55 -
Tabelle 10: Monatsweise Kostenoptimierung nach optimaler Betriebszeit.....	- 56 -
Tabelle 11: Amortisationsdauer nach der monatsweisen Optimierung	- 56 -
Tabelle 12: Optimale Anlagendimensionierung je nach Energiebedarf	- 60 -
Tabelle 13: Technische Daten vom Gas-BHKW „ecoPOWER 1.0“. Quelle: Vaillant	- 60 -
Tabelle 14: Brennstoffeinsatz in kWh nach Monat und Betriebszeit des Biomethan- BHKW	- 68 -
Tabelle 15: Notwendiger Erdkessel Einsatz und Strombezug für die vollständige Deckung des Energiebedarfs	- 68 -

Tabelle 16: Gesamtemissionen pro Jahr bei kombinierter Biogas BHKW / Erdgaskesselnutzung.....	- 69 -
Tabelle 17: Biomethan Ertrag pro Hektar nach Kulturart.	- 70 -
Tabelle 18: Gesamtpotenzial des Biomethan-Ertrags aus Abfällen	- 72 -
Tabelle 19: Stromverbrauch Haus 7 zwischen 2008 und 2018. Quelle: Hochschule Mittweida.....	xiv
Tabelle 20: Wärmeverbrauch Haus 7 zwischen 2008 und 2018. Quelle: Hochschule Mittweida.....	xiv
Tabelle 21: Gaserträge und Nährstoffgehalt verschiedener Abfallsorten. Quelle: Archea Service.....	xv
Tabelle 22: Biogasertrag und CO ₂ -Anteil von Bioabfällen. Quelle: Biopower Nordschweiz, o.J.....	xvi

Abkürzungsverzeichnis

BEG - Bundesförderung für effiziente Gebäude

BImSchG - Bundes-Immissionsschutzgesetz

BiokraftQuG - Biokraftstoffquotengesetz

BTL – Biomass to Liquid

BHKW – Blockheizkraftwerk

CBG - Compressed Bio Gas

CNG - Compressed Natural Gas

EnergieStG - Energiesteuergesetz

FAME – Fatty Acid Methyl Ester

HDPE - High Density Polyethylen

HVO - Hydrogenated Vegetable Oils

KfW - Kreditanstalt für Wiederaufbau

KWK – Kraft-Wärme-Kopplung

LBG - Liquefied Biogas

LBM - Liquefied Biomethane

LNG - Liquefied Natural Gas

LRG - Liquefied Renewable Gas

PSA - Pressure Swing Adsorption

RED – Renewable Energy Directive

StVZO – Straßenverkehrs-Zulassungs-Ordnung

VVTB - Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen

1 Einleitung

Die Ursachen und Konsequenzen des Klimawandels haben in den letzten Jahrzehnten stark an Relevanz gewonnen. Bereits im Jahr 1896 machte der schwedische Wissenschaftler Svante Arrhenius auf die Folgen der Kohlendioxid-Emissionen aufmerksam. Nun, über 100 Jahre später, sind die Treibhausgasemissionen aufgrund des technischen Fortschritts und der demographischen Entwicklung auf ca. 28 Milliarden Tonnen gestiegen.¹ Auch die Knappheit von fossilen Brennstoffen ist seit den 70er Jahren immer weiter in den Fokus gerückt und hat stets zu bedeutenden soziökonomischen Konflikten geführt. Besonders die letzten drei Jahre sind die Öl- und Energiepreise enorm gestiegen und haben der Thematik eine neue Dringlichkeit verliehen.²

Die erwähnten Problematiken haben zum immer häufigeren Einsatz und zur Optimierung von regenerativen Energien geführt, mit dem Ziel, in Zukunft auf nicht erneuerbare Energiequellen verzichten zu können. Zu diesen regenerativen Energien gehören Biokraftstoffe, welche als schadstoff- und emissionsarm gelten und zur Reduzierung des Erdölverbrauchs beitragen. Nichtsdestotrotz erweist sich deren Nutzung nicht immer als wirtschaftlich oder umsetzbar, da auch die Produktion der Rohmaterie für die Herstellung der Biokraftstoffe sowie die Veredelung, Lagerung und Transportwege oft hohe Emissionen verursachen oder zahlreiche Ressourcen beanspruchen. Eine ganzheitliche Betrachtung des Lebenszyklus verschiedener Biokraftstoffe und der unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Einsatzmöglichkeiten ist daher besonders wichtig, um eine nachhaltige und wirtschaftliche Nutzung zu garantieren.³ Während ihre Anwendung im Verkehrssektor bereits intensiv diskutiert und teilweise umgesetzt wird, bleibt ihr Potenzial im Gebäudesektor häufig unbeachtet. Dabei könnte der Einsatz von Biokraftstoffen in der Beheizung und Energieversorgung von Immobilien einen bedeutenden Beitrag zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes leisten und gleichzeitig zur Erreichung nationaler und internationaler Klimaziele beitragen.⁴

Im Rahmen dieser Arbeit sollen sowohl die allgemeinen Grundlagen der Verarbeitung von Biomasse zu Biokraftstoffen als auch ihre konkreten Eigenschaften und Arten erläutert werden, mit dem Ziel, auf die verschiedenen Anwendungsgebiete in der Gebäudeenergieversorgung einzugehen.

¹ Vgl. Voss, 2010, S. 8-10.

² Vgl. Zajonz 2023.

³ Vgl. Henke, 2005, S. 4-5.

⁴ Vgl. International Energy Agency, 2023.

Als Forschungsergebnis wird erwartet, dass sich Biokraftstoffe aus pflanzlichen Abfällen in Kombination mit anderen regenerativen Energiequellen als nachhaltige und wirtschaftliche Energieträger erweisen.

2 Grundlagen der Biomasse

2.1 Definition und Klassifizierung von Biomasse

Der Begriff Biomasse bezeichnet grundsätzlich organische, nicht-fossile Stoffe mit einer biogenen Herkunft, welche in einer kurzen Zeit nachwachsen können, und somit als erneuerbar betrachtet werden können.⁵ In Bezug auf Energieträger, bezeichnet man als Biomasse die organischen Substanzen, welche direkt Wärme oder Strom erzeugen, oder indirekt zu Kraftstoffen verarbeitet werden können.⁶

Die Biomasse kann Anhand ihrer Herkunft in zwei verschiedene Kategorien eingeteilt werden:

- Primäre Biomasse: besteht aus autotrophen Organismen, welche Ihre eigene Masse im Rahmen der Photosynthese erzeugen. Dazu gehören Pflanzen, Algen und manche Bakterien, wie zum Beispiel Cyanobakterien.
- Sekundärbiomasse: diese entsteht aus dem Verbrauch von primärer Biomasse, zum Beispiel als Abfallstoff oder in der Herstellung von tierischen Produkten.^{7 8}

Auch anhand des Wassergehaltes lässt sich Biomasse einteilen:

- Frischbiomasse: die meisten Pflanzen(-teile) bestehen aus 75 bis 85% Wasser und bilden somit Frischbiomasse.
- Trockenbiomasse: besondere Teile wie zum Beispiel Körner und manche Früchte und unterirdische Speicherorgane bestehen jedoch größtenteils aus Kohlenstoff oder Stickstoff, und weisen daher einen geringeren Wasseranteil auf. Zusätzlich gehören Holzstrukturen zur Trockenbiomasse.⁹

⁵ Vgl. Witzke, 2017, S.13.

⁶ Vgl. Rabacal et al., 2017, S.21.

⁷ Vgl. Pietzsch, 2017, S.12.

⁸ Vgl. Mann et al, 2003, S.741.

⁹ Vgl. Pietzsch, 2017, S.12.

2.2 Arten von Biomasse

Abhängig von ihrer Herkunft lassen sich mehrere Arten von Biomasse unterscheiden.

2.2.1 Energiepflanzen

Als Energiepflanzen bezeichnet man Nutzpflanzen, die für den Zweck der energetischen Erzeugung angebaut werden. Auch Forstpflanzen wie Pappeln und Weiden gehören dazu.

Oft ist die Grenze zwischen der Nahrungs- bzw. Futtermittelproduktion und der Anbau von Pflanzen für die Energieerzeugung nicht eindeutig. So können oft Reste aus der Verarbeitung oder Ernte von Energiepflanzen, wie beispielsweise Stroh, als Futtermittel eingesetzt werden, während auch ein Teil der Nahrungsproduktion für die Energieerzeugung verwertbar ist (z.B. Mais).¹⁰

Energiepflanzen können folgendermaßen verwertet werden:

- Holzartige bzw. Lignozellulosehaltige Pflanzen: Großgräser und schnellwachsende Bäume werden als Festbrennstoffe eingesetzt.¹¹
- Ölhaltige Pflanzen: Ölpflanzen speichern ihre Reservestoffe in Form von Ölen und Fetten in Speicherorganen wie Früchte und Samen. Diese dienen als Rohstoff für die spätere Kraftstoffherstellung. Zu den Fettpflanzen gehören, unter anderen, Raps, Sonnenblumen und Leindotter.¹²
- Zuckerhaltige Pflanzen: zuckerhaltige Pflanzen wie Zuckerrohr, Zuckerrüben, Futterrüben und Zuckerhirse können direkt zu Ethanol fermentiert werden. Dieser Alkohol kann entweder in konventionellen Ottomotoren als Mischung mit anderen Kraftstoffen oder als reiner Biokraftstoff, nach Zugabe von Dimethylether, verwendet werden. Dies reduziert die Abgaswerte erheblich.
- Stärkehaltige Pflanzen: dazu zählen zum Beispiel Getreide, Kartoffeln, Mais und Maniok. Diese werden auch zu Ethanol verarbeitet, allerdings muss in dem Fall die Stärke chemisch oder mikrobiell hydrolysiert werden, das heißt, durch die

¹⁰ Vgl. Meyer et al., 2007; S. 31

¹¹ Vgl. FNR – Energiepflanzen, o.J.

¹² Vgl. Kaltschmitt et al. 2016, S. 211-218.

Zugabe von Wasser oder Alkali zu Zuckerarten wie Maltose aufgespaltet werden.

¹³

Energiepflanzen können als einjährige, mehrjährige oder kombinierte Kulturen angebaut werden.¹⁴

2.2.2 Holz

Als nachwachsender Rohstoff bietet Holz eine nachhaltige Alternative zu fossilen Brennstoffen. Die energetische Verwertung von Holz (ohne Berücksichtigung der Emissionen im Rahmen des Transports und der Lagerung) gilt als CO₂ neutral, da bei seiner Verbrennung die Menge an CO₂ freigesetzt wird, welche der Baum während seines Wachstums bereits aufgenommen hatte.

Zusätzlich erweist sich Holz als ein effizienter Wärmeerzeuger, welcher auf unterschiedlicher Art in Heizungsanlagen eingesetzt werden kann: Pellets, Briketts, Holzhackschnitzel und Scheitholz.¹⁵

Aus den oben genannten Gründen ist Holz ein beliebter Energieträger in Deutschland und deckt somit ungefähr 65% der Energieversorgung aus regenerativen Quellen und 5% des gesamten deutschen Energieverbrauchs.¹⁶

Nichtsdestotrotz sind die tatsächlichen Auswirkungen der aktuellen Nutzung von Holz auf globaler Ebene noch umstritten. Etwa 60% aller Waldflächen werden bereits forstwirtschaftlich genutzt, jedoch werden nur 10% nachhaltig bewirtschaftet.¹⁷ Dies führt dazu, dass die CO₂-Speicherfähigkeit von Wäldern sinkt, sofern diese sich nicht so schnell regenerieren können, wie sie abgebaut werden. Auch regionale Unterschiede der Waldflächen und Holzproduktion führt oft zur Notwendigkeit von Importen, welche zusätzliche CO₂ Emissionen verursachen.¹⁸

„Wenden wir den Blick auf die Realität: Holz und andere nachwachsende Rohstoffe können in absehbaren Zeiträumen die Rolle der fossilen Energieträger nicht übernehmen: Die züchterische Betonung besonderer Eigenschaften, Entwicklung rationellerer Erntemethoden, Aufbau einer neuen Infrastruktur sowie neuer Transportsysteme sind einige

¹³ Vgl. Pontenagel 1995, S.135

¹⁴ Vgl. FNR -Energiepflanzen, o.J.

¹⁵ Vgl. FNR – Holz, 2021, S.16-22

¹⁶ Vgl. FNR– Holz, 2021, S.9

¹⁷ Vgl. Osteroth, 2013, S. 69

¹⁸ Vgl. Erb et al., 2023.

der vielen Aufgaben, deren Bewältigung noch aussteht. Zudem muss sich die Lösung der durch einen zusätzlichen Treibhauseffekt verursachten globalen Probleme auch an den vorgegebenen lokalen Gegebenheiten und Möglichkeiten (Nutzung von Wind- und Wasserenergie, Nutzung von Solarenergie nach verschiedenen technischen Prinzipien) orientieren und an diese anpassen.“¹⁹

2.2.3 Algen

Algen sind eine relativ neue Form der Biomasseverwertung. Sie können abhängig von den Bedingungen ihres Wachstums hohe Mengen an Proteinen, Kohlenhydraten oder Lipiden ansammeln. Unter optimalen Bedingungen wachsen Algen schnell und sind reich an Proteinen, die alle essenziellen Aminosäuren enthalten. Wenn jedoch Stickstoff oder Phosphor knapp ist, und gleichzeitig genügend CO₂ und Licht vorhanden sind, speichern viele Algen vermehrt Kohlenhydrate oder Lipide. Die gespeicherten Lipide bestehen hauptsächlich aus Triacylglyceriden mit Fettsäuren wie C16:0, C16:1 und C18:1, die besonders als Rohstoff für Kraftstoffe wie Öl oder Biodiesel interessant sind.²⁰

Die Algenproduktion für die Biomasse Erzeugung erfolgt in der Regel in Photobioreaktoren, in denen Licht, Kohlenstoff und Mineralstoffe kontrolliert und in den optimalen Mengen beigemischt werden. In manchen Fällen werden die Algen auch in der Natur in offenen Seen und Becken kultiviert. Danach werden die Zellen am späten Nachmittag beim Erreichen einer bestimmten Zelldichte mit Hilfen von Flotation, Filtration oder Zentrifugation geerntet, und können sich bis zum nächsten Morgen regenerieren.²¹

Um die Algen als Energieträger zu verwerten, werden zunächst die wertvollen Inhaltsstoffe aus den Algen extrahiert und die verbleibende Biomasse in Biogasanlagen vergärt.

Das dabei erzeugte Biogas wird in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmeenergieerzeugung genutzt, wobei das freigesetzte CO₂ wieder zur Algenproduktion verwendet wird. Die Nutzung von Abfall-CO₂ ist entscheidend für eine positive Energiebilanz in der Algenproduktion.²²

¹⁹ Osteroth, 2013, S. 70.

²⁰ Vgl. Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB, 2021.

²¹ Vgl. Kaltschmitt et al. 2016, S 258-270.

²² Vgl. Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB, 2021.

2.2.4 Agrarische Abfälle

Agrarische Produkte können auch in Form von Abfällen und Resten zu Biotreibstoffen verarbeitet werden. Dafür können beispielsweise Stroh, Zuckerrohrbagasse, Obst-, Gemüse- und Hülsenfrüchteabfälle verwendet werden.²³ Dies stellt einen deutlichen Vorteil gegenüber dem direkten Anbau von Energiepflanzen dar, da dieser grundsätzlich mit anderen Nutzungsmöglichkeiten der landwirtschaftlichen Flächen konkurriert: Produktion von Lebens- und Futtermitteln sowie die stoffliche Nutzung, etwa für biobasierte Kunststoffe oder Chemikalien.

Der massive Anstieg der Nachfrage nach Anbaubiomasse verändert die globale Landnutzung erheblich. Allerdings ist die steigende Nutzung von Bioenergie in den Industrieländern nicht der einzige Grund dieser Entwicklung. Auch die wachsende Nachfrage nach tierischen Produkten und der damit verbundene Bedarf an Futtermitteln in Schwellenländern trägt dazu bei. Zusätzlich spielen der stetige, weltweite Bevölkerungswachstum und das zunehmende Interesse an biogenen Rohstoffen in der chemischen Industrie eine entscheidende Rolle für die Zunahme der Nachfrage.²⁴

2.2.5 Tierische Abfälle

Der bereits erwähnte Bevölkerungswachstum bringt auch einen starken Anstieg der Züchtung von Nutztieren mit sich, welcher eine Verwertung der großen Mengen an tierischen Abfallprodukten ermöglicht.

So kann zum Beispiel Gülle zur Biogasproduktion eingesetzt werden, und die benötigte Menge an Energiepflanzen für die Biogasanlage erheblich reduzieren. Folgende Abbildung zeigt die mögliche Reduktion des Anteils an Silomais zur Deckung des Methanbedarfs einer 150 kW Biogasanlage, abhängig von der Art und Menge des beigemischten Wirtschaftsdüngers²⁵

²³ Vgl. Gronauer et al., 2014, S. 2.

²⁴ Vgl. Umweltbundesamt, 2013.

²⁵ Vgl. Thiering et al, 2011, S. 41- 46.

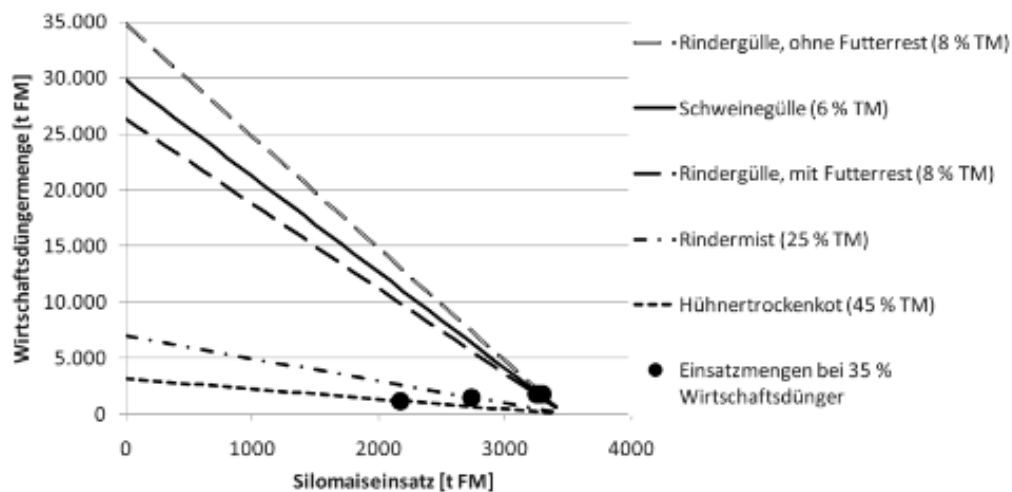


Abbildung 1: Silomaiseinsatz zur Erzeugung von Biogas abhängig von verschiedenen Wirtschaftsdüngerbeimischungen. Quelle: Thiering et al, 2011

Des Weiteren können Tierfette und Schlachtabfälle zum Dieselerersatz Fettmethylester verarbeitet und als Beimischung in herkömmlichen Dieselmotoren und Blockheizkraftwerken eingesetzt werden.²⁶

2.2.6 Sonstige Abfälle

Andere organische, (stark) wasserhaltige Abfallstoffe können auch oft energetisch verwertet werden:

Art des Abfalls	Abfallmenge in kg/(EW a)			
	1992	2002	2012	Organikanteil
Hausmüll, hausmüllähn. Gewerbeabf.	207	167	174	ca. 40 %
Sperrmüll	36	28	30	40–50 %
Abfälle aus der Biotonne	42	46	49	> 75 %
Garten- und Parkabfälle	50	55	66	> 80 %
Sonstige Siedlungsabfälle				
org. Küchen- & Kantinenabfälle	6	8	9	> 90 %
Marktabfälle	1	1	1	> 70 %
Speiseöle und -fette	1	1	1	> 90 %

Siedlungsabfälle mit unterschiedlich hohen Anteilen an organischem Material, deren Ursprung sowohl gewerblicher als auch privater Natur sein kann.

Tabelle 1: Organikanteil verschiedener Abfallarten. Quelle: Kaltschmitt et al. 2016

²⁶ Vgl. Mertens, 2008, S. 15.

Die natürlichen Zerfallprozesse der organischen Stoffe in Deponien verursachen Deponiegase, die energetisch genutzt werden können.

Industrielle - beziehungsweise gewerbliche - Nebenprodukte und Rückstände lassen sich auch energetisch verwerten. Diese umfassen beispielsweise Reststoffe aus der Spirituosenproduktion (Treber, Trester, und Schlempe), zellulosehaltige Stoffe aus der Zellstoff- und Papierindustrie, Altöle und Altspesiefette.²⁷

Desweiteren können die im Abwasser enthaltenen organischen Stoffe Rohmaterie für die Energiegewinnung liefern. Durch den Faulprozess von Klärschlamm wird Klärgas freigesetzt, welches zur Energieerzeugung genutzt werden kann. Aus dem Grund werden bereits Kläranlagen trotz des hohen Energiebedarfs autark betrieben. Auch biochemische Brennstoffzellen werden aktuell geforscht und optimiert.^{28 29}

3 Arten von Biokraftstoffen

Biokraftstoffe sind flüssige oder gasförmige Energieträger, welche aus Biomasse hergestellt werden. Diese bieten zahlreiche Alternativen zu den konventionellen, fossilen Kraftstoffen und lassen sich nach dem aktuellen Stand der Technik grundsätzlich in die erste und zweite Generation einteilen.³⁰

KRAFTSTOFFVERGLEICH: Eigenschaften von Biokraftstoffen

	Dichte [kg/l]	Heizwert [MJ/kg]	Heizwert [MJ/l]	Viskosität bei 20°C [mm ² /s]	Cetan-zahl	Oktan-zahl (ROZ)	Flamm-punkt [°C]	Kraftstoff-äquivalenz [l]
Dieselmotorkraftstoff	0,83	43,1	35,87	5,0	50	-	80	1
Rapsölmotorkraftstoff	0,92	37,6	34,59	74,0	40	-	317	0,96
Biodiesel	0,88	37,1	32,65	7,5	56	-	120	0,91
Biomass-to-Liquid (BtL) ¹⁾	0,76	43,9	33,45	4,0	> 70	-	88	0,97
Ottomotorkraftstoff	0,74	43,9	32,48	0,6	-	92	< 21	1
Bioethanol	0,79	26,7	21,06	1,5	8	> 100	< 21	0,65
Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether (ETBE)	0,74	36,4	26,93	1,5	-	102	< 22	0,83
Biomethanol	0,79	19,7	15,56	-	3	> 110	-	0,48
Methyl-Tertiär-Butyl-Ether (MTBE)	0,74	35,0	25,90	0,7	-	102	- 28	0,80
Dimethylether (DME)	0,67 ²⁾	28,4	19,03	-	60	-	-	0,59
Biomethan	0,72 ³⁾	50,0	36,00 ³⁾	-	-	130	-	1,4 ⁴⁾
Wasserstoff GH ₂	0,016	120,0	1,92	-	-	< 88	-	2,8

¹⁾ Werte auf Grundlage von FT-Kraftstoffen, ²⁾ bei 20°C, ³⁾ [MJ/m³], ⁴⁾ Biomethan in [kg], ⁵⁾ [kg/m³] Quelle: FNR

Tabelle 2: Eigenschaftenvergleich verschiedener Biokraftstoffe. Quelle: FNR - Fauszahlen

²⁷ Vgl. Kaltschmitt et al. 2016, S. 308-312.

²⁸ Vgl. Umweltbundesamt 2017.

²⁹ Vgl. Dunkl, 2018.

³⁰ Vgl. Demirbas, 2008, S. 39.

3.1 Biokraftstoffe der ersten Generation

Dazu gehören die Kraftstoffe, welche mit einfachen Veredlungsschritten aus der Biomasse hergestellt werden können. Die Herstellungsverfahren werden bereits seit langem in anderen Branchen eingesetzt und können auch auf die Kraftstoff Produktion übertragen werden. Folgende Biokraftstoffe gehören zur ersten Generation.³¹

3.1.1 Bioethanol

Bioethanol, auch als Agraralkohol bezeichnet, wird durch alkoholische Gärung von Zucker gewonnen. Hierfür wird Biomasse (Mais, Zuckerrohr, Topinambur oder bestimmte Gräserarten) zu Zuckermolekülen aufgespaltet. Der genaue Ablauf unterscheidet sich in Abhängigkeit davon, ob es sich bei der Biomasse um stärkehaltige oder zuckerhaltige Biomasse handelt. Bei stärkehaltigen Pflanzen oder Abfällen, muss der Rohstoff vermahlen und die Stärke vor dem Gärungsprozess zu Einfachzucker, wie zum Beispiel Maltose und Glukose, aufgespaltet werden. Dies geschieht in der Regel durch den Einsatz von Enzymen oder heißem Wasser. Die Gärung erfolgt daraufhin mit Hilfe von Hefen oder Bakterien, um einen Alkohol zu erhalten, der die gleiche chemische Zusammensetzung wie herkömmliches Ethanol vorweist.³²

Bioethanol wird meistens Benzin mit unterschiedlichen Volumenprozenten beigemischt. Die verschiedenen Mischungen werden mit E und dem entsprechenden Prozentanteil benannt, beispielsweise E2, E5, E10, E15, E25, E50, E85 und E100, dabei ist E100 reines Ethanol. Ein hoher Ethanolanteil erhöht die Klopfestigkeit und trägt somit nicht nur zu geringeren Emissionen, sondern auch zur möglichen Steigerung der Motorleistung durch Vermeidung von Selbstentzündung bei. Weitere Vorteile von Bioethanol sind seine geringe Toxizität und Gefahr bei Freisetzung, biologische Abbaubarkeit und rauchfreie Verbrennung.

Zusätzlich kann die bei der Herstellung von Bioethanol entstandene Getreideschlempe als Futtermittel und Melasseschlempe als Dünger verwertet werden.³³

³¹ Vgl. Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, o.J.

³² Vgl. Bioethanol – Wie wird Bioethanol hergestellt, 2023.

³³ Vgl. Watter, 2022, S. 267 -268.

Nichtsdestotrotz bringt Bioethanol auch nennenswerte Nachteile mit sich: die erhöhte Klopfestigkeit erschwert auch eine gewollte Zündung zum Starten des Motors. Dazu sind die Wirkungsgrade der Motoren in der Regel geringer als die von Motoren, die mit anderen regenerativen Energien angetrieben werden. Dies, zusammen mit der Ressourcen- und Landflächenknappheit, verringert die Effizienz und Wirtschaftlichkeit nach dem heutigen Stand der Technik.³⁴

3.1.2 Pflanzenöl

Pflanzenöle dienen nicht nur als Ausgangsstoff für die Herstellung von Biodiesel, sondern können auch direkt in entsprechend umgerüsteten Dieselmotoren eingesetzt werden. Man unterscheidet zwischen hydrierten und nicht hydrierten Pflanzenölen.³⁵

Sie können aus ölhaltigen Pflanzen, Samen, Früchten und Pflanzenresten gewonnen werden. Dazu gehören in Europa beispielsweise Kreuzblüter (Raps, Senf, Ölrettich, Leindotter usw.), Korbblüter (Sonnenblumen, Mariendistel, Ringelblumen, Spitzklette usw.), Hülsenfrüchte (Soja und Lupine), Öl- und Faserpflanzen (Lein, Hanf, Ölmalve) und zahlreiche weitere Sorten. In Deutschland ist Rapsöl am weitesten verbreitet.

Herkömmliche Pflanzenöle werden durch Pressung gewonnen. Zur Ölsaatenpressung gehören die Kaltpressung, bei ca. 70°C, und die Heißpressung, unter hohem Druck und Temperaturen bis ungefähr 100°C. Diese finden in kontinuierlichen Schneckenpressen statt. Für die Ölfruchtpressung werden in der Regel schonende, Kaltpressverfahren angewendet, auch der Einsatz von Lösungsmittel wie Hexan ist seit dem 19. Jahrhundert bekannt. Die Herstellung kann sowohl in kleinen, dezentralen Ölmühlen als auch in zentralen Industriemühlen erfolgen.³⁶

Hydrierte Pflanzenöle oder HVO (Hydrogenated Vegetable Oils) werden allerdings erst durch Zugabe von Wasserstoff zu dem im Vorfeld hergestellten Pflanzenöl erzeugt. Die dabei entstehende katalytische Reaktion wandelt diese in Kohlenwasserstoffe um.³⁷

³⁴ Vgl. Bioethanol – Was ist ein Nachteil von Bioethanol, 2023.

³⁵ Vgl. Müller-Lohse, 2021, S. 4-5.

³⁶ Vgl. KATALYSE Institut, o.J.

³⁷ Vgl. FNR – HVO, o.J.

Pflanzenölkraftstoffe weisen bei niedrigen Temperaturen eine bis zu zehn Mal höhere Viskosität auf als Diesel. Aus diesem Grund müssen Dieselmotoren in der Regel zuerst umgerüstet werden, um für die Verbrennungseigenschaften und Viskosität geeignet zu sein. Dabei ist wichtig, dass der Kraftstoff eine bestimmte Temperatur erreicht. Daher wurden verschiedene Verfahren entwickelt, welche ihn vor dem Betrieb des Motors erwärmen. Es werden Motoren konzipiert, die mit einem zwei-Tank-System arbeiten, um mit Diesel zu starten und das Pflanzenöl erst beim Erreichen der Betriebstemperatur zu nutzen.

Die Umrüstung bringt einige Vorteile für die Umwelt mit sich: Pflanzenölkraftstoff gilt, im Vergleich zu fossilen Energieträgern, als regenerativ, verbrennt mindestens 65% emissionsärmer als Diesel, besitzt die Wassergefährdungsklasse 0 und ist im Allgemeinen umweltverträglicher und biologisch abbaubar bei vergleichbarer Energiedichte.³⁸

3.1.3 Biodiesel

Biodiesel ist einer der am häufigsten verwendeten Biokraftstoffe und ein möglicher regenerativer Dieselerersatz, welcher aus Fettsäuremethylester (Fatty Acid Methyl Ester, abgekürzt FAME) besteht. Dieser wird durch Umesterung von Pflanzen- oder, in seltenen Fällen, Tierfetten durch die Zugabe von Methanol oder Ethanol hergestellt.³⁹

Für den Herstellungsprozess wird am Häufigsten Palmöl verwendet, gefolgt von Rapsöl, Sojaöl und Jatropha. Hierfür wird das Öl im Verhältnis 9:1 mit Methanol und 0,5 bis 1% Katalysator gemischt, um die chemische Reaktion zu begünstigen. Das Gemisch wird anschließend mehrere Stunden bei 50 bis 80°C umgerührt, um eine Aufspaltung der Ölmoleküle zu erzeugen, welche aus drei Fettsäureketten und Glycerin bestehen. Glycerin ist ein dreiwertiger Alkohol und kann somit durch den einwertigen Methanol-Alkohol ersetzt werden, um sich zu Biodiesel zu verbinden. Der erhaltene Roh-Biodiesel wird schließlich vom Roh-Glycerin getrennt und durch mehrere Aufbereitungsschritte zur gewünschten Qualität verarbeitet.⁴⁰

³⁸ Vgl. FNR – Pflanzenölkraftstoff, o.J.

³⁹ Vgl. Demirbas, 2008, S.114

⁴⁰ Vgl. VDB, 2023

Im Gegensatz zu Pflanzenölkraftstoffen, unterscheidet sich Biodiesel von Diesel nur geringfügig im Bezug auf seine Eigenschaften. Dichte, Zündfähigkeit, Kälte- und Fließeigenschaften sind nahezu gleich. Die Viskosität von Biodiesel ist nur leicht höher als die von Dieselmotoren und sein Energiegehalt etwa 10% niedriger aufgrund des gebundenen Sauerstoffs. Positive Unterschiede sind jedoch sein höherer Flammpunkt, welcher zu einer geringeren Entflammbarkeit beiträgt, und die niedrigere Umweltbelastung, die vom Biodiesel ausgeht. Auch die deutlich geringeren Treibhausgasemissionen sind ein entscheidender Vorteil von diesem Biokraftstoff, so kann man nach EU RED II (Renewable Energies Directive II) mindestens 50 bis 65% der Emissionen einsparen. In Deutschland liegt die Einsparung jedoch im Schnitt sogar bei über 80% und hängt vom Ausgangsrohstoff ab.⁴¹

Dank der bereits erwähnten Ähnlichkeit zu konventionellem Diesel, kann Biodiesel in modernen Verbrennungsmotoren meistens ohne Probleme oder nennenswerte Reduzierung des Wirkungsgrades eingesetzt werden. Es ist lediglich mit einem leichten Anstieg des Verbrauchs von ca. 8% durch den etwas niedrigeren Heizwert zu rechnen. Allerdings ist der Einsatz bei sehr niedrigen Umgebungstemperaturen aufgrund der möglichen Bildung von festen Bestandteilen nur teilweise möglich.⁴²

3.1.4 Biogas

Der Prozess der Bildung von Biogas aus organischer Biomasse erfolgt mit Hilfe von Mikroorganismen in einer anaeroben Vergärung. Die Bestandteile des Ausgangsmaterials (genauer: Fett, Protein und Kohlenhydrate) werden über einen mehrstufigen Prozess hauptsächlich in Methan (CH_4) und Kohlenstoffdioxid (CO_2) umgewandelt. Dem Verfahren vorgeschaltet ist eine Reinigung, bei der störende Bestandteile entfernt werden. Dazu zählen Schwefelwasserstoff (H_2S), Ammoniak (NH_3) und Wasser. Dieser Schritt soll Schäden an den Anlagenteilen vorbeugen, die direkten Kontakt mit dem Ausgangsgasgemisch bzw. dem Produkt haben.⁴³

⁴¹ Vgl. TFZ – Biodiesel, o.J.

⁴² Vgl. Munack und Krahl, 2003, S.65-68.

⁴³ Vgl. Hermeling et. al., 2023, S. 1.

Beginnend mit der Hydrolyse – Verflüssigung - entstehen durch Aufspaltung von Wasser ein Wasserstoffatom und eine Hydroxygruppe (funktionelle Gruppe der Alkohole), welche sich mit Molekülen der abbaubaren Biomasse des Ausgangsmaterials verbinden.

Die dabei entstehenden Verbindungen werden in der simultan ablaufenden Acidogenese - Versäuerung - zu Alkoholen wie Ethanol umgewandelt. Zudem entstehen weitere Säuren in kleineren Mengen. Die entstandenen Säuren und Alkohole werden bei der Acetogenese zu Essigsäure und Wasserstoff umgesetzt. In der Methanogenese reagiert Essigsäure zu Kohlendioxid und Wasserstoff. Es kommt ebenfalls zu einer Reaktion des Wasserstoffs mit Kohlendioxid, wodurch Methan und Wasser entstehen.⁴⁴

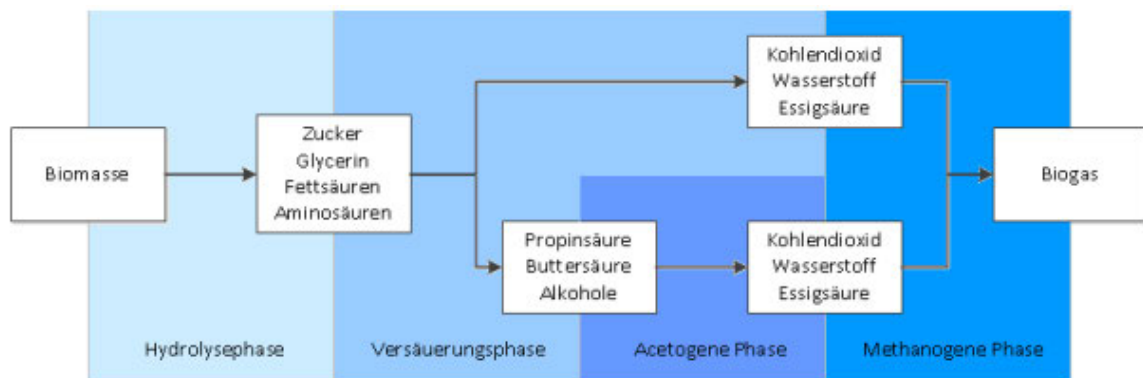


Abbildung 2: Abbauphasen der anaeroben Vergärung biogener Stoffe. Quelle: Nachtmann, 2012

Methan stellt auf das Volumen bezogen den größten Bestandteil des am Ende vorliegenden Biogases dar (50-75 Vol.-%). Ein weiterer, nicht unbedeutender Anteil ist Kohlendioxid (25-45 Vol.-%). Der deutlich geringere Restanteil des Gasgemischs kann aus molekularem Stickstoff (N₂; 0-2 Vol.-%), molekularem Sauerstoff (O₂; 0-2 Vol.-%), Ammoniak (0-1 Vol.-%), molekularem Wasserstoff (H₂; 0-1 Vol.-%), Schwefelwasserstoff (0-2 Vol.-%) und Wasserdampf (2-7 Vol.-%) bestehen.

Abseits von der Synthetisierung ist die Biogasbildung ein natürlicher Prozess, der unter anderem im Verdauungssystem von Wiederkäuern zu finden ist. Abhängig von der konkreten Zusammensetzung und Qualität des Ausgangsmaterials, können auch bei der Synthese die Reststoffe unter Umständen als Dünger verwendet werden.⁴⁵

⁴⁴ Vgl. Hermeling et. al., 2023, S. 2

⁴⁵ Vgl. Hermeling et. al., 2023, S. 1-2

3.2 Biokraftstoffe der zweiten Generation

Im Gegensatz zu den Biokraftstoffen der ersten Generation, nutzen Biokraftstoffe der zweiten Generation die kompletten Teile der Pflanzen und Rohstoffe, darunter auch schwer verwertbare Substanzen wie Zellulose. Die Herstellungsverfahren sind komplexer und aufwendiger als die von der ersten Generation und befinden sich derzeit zum Teil noch in der Demonstrations- oder Pilotphase.⁴⁶

3.2.1 Biomethan

Biomethan wird aus Biogas gewonnen. Wie in Abschnitt 3.1.4 beschrieben, besteht Biogas größtenteils aus Methan. Eine Reinigung des Biogases, ermöglicht - je nach Reinheit und Qualität - eine Einspeisung in das Erdgasnetz oder die Verwendung als Kraftstoff. Aufgrund des hohen Restanteils stellt die Entfernung von Kohlenstoffdioxid einen der wichtigsten Schritte dar.⁴⁷

Abhängig von verschiedenen Faktoren wie Größe der nutzbaren Fläche Grundfläche der Anlage), Parameter der Gasnetzanbindung wie die erforderte Einspeisequalität und Rohrdurchmesser oder Beschaffenheit und Qualität des Ausgangsmaterials, können verschiedenste Verfahren zum Abscheiden von Kohlenstoffdioxid in Frage kommen. Folgende Abbildung zeigt eine schematische Untergliederung der am meisten angewendeten Verfahren.⁴⁸

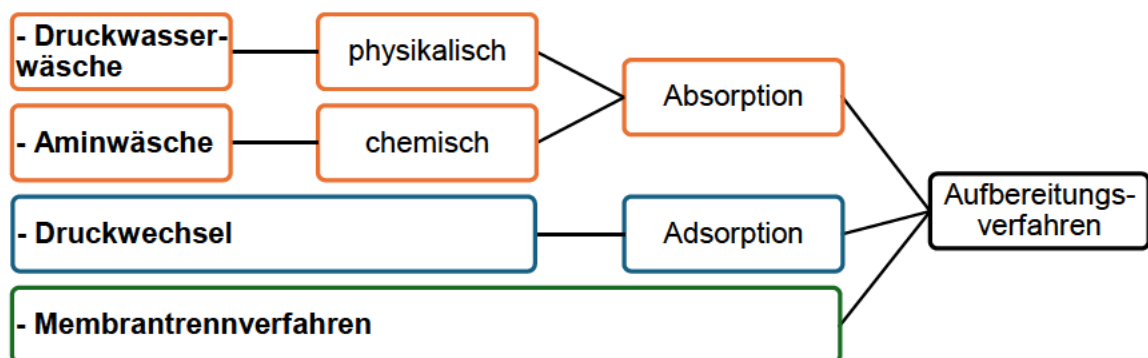


Abbildung 3: Verfahren zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid bei der Veredelung von Biomethan. Verändert nach Hermeling, 2023.

⁴⁶ Vgl. Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, o.J.

⁴⁷ Vgl. Hermeling et. al., 2023, S. 4

⁴⁸ Vgl. Hermeling et. al., 2023, S. 67-69.

In den meisten Fällen muss der CO₂-Abtrennung eine Entschwefelung sowie eine Trocknung vorausgehen. Das Entschwefelungsverfahren wird abhängig von Parametern der Gesamtanlage und wirtschaftlichen Faktoren gewählt. Während manche CO₂-Abtrennungsverfahren ohne vorherige Entschwefelung arbeiten können, benötigen die meisten mindestens eine biologische oder chemische Grobentschwefelung oder zusätzlich eine chemische Feinentschwefelung. Um Korrosion zu verhindern und weitere Prozessschritte zu ermöglichen, die durch Wasserdampf negativ beeinflusst werden würden, wird das Gasgemisch getrocknet. In den meisten Fällen wird ein Großteil über Kondensatabscheider nach der Verdichtung abgeführt. Je nachdem, wie hoch der Abscheidegrad ist, kann dem vorangegangenen Schritt eine weitere Trocknung mithilfe eines Molekularsiebbetts nachgeschaltet werden. Das erfolgt zumeist über ein Druckwechseladsorption-Verfahren, genannt PSA-Verfahren (Pressure Swing Adsorption), wo das Regenerieren des Molekularsiebs (Desorbieren der zuvor vom Molekularsiebbett adsorbierbaren Moleküle) über einen Druckwechsel erfolgt.

Bei der Druckwasserwäsche zur Entfernung des im Biogas befindlichen Kohlenstoffdioxids wird die unterschiedliche Löslichkeit von Methan und Kohlenstoffdioxid in Wasser genutzt. Bei etwa zehnfachem Atmosphärendruck werden Schwefel, Kohlenstoffdioxid, Staub und Mikroorganismen vom Wasser aufgenommen. Grundsätzlich erhöht sich die Wasserlöslichkeit mit zunehmendem Druck. Dementsprechend erfolgt die Regeneration des Wassers außerhalb im Gegenstromverfahren betriebenen Rieselbettreaktors durch das Absenken des Drucks. Wird der Druck gezielt und schrittweise abgesenkt, können auch die aufgenommenen Bestandteile getrennt voneinander entfernt werden. Die Druckwäsche eignet sich jedoch erst ab größeren Durchflussmengen, da die laufenden Betriebskosten, vor allem hinsichtlich des Stromverbrauchs und des Wartungsaufwands, durch höhere Durchsatzmengen ausgeglichen werden müssen, um wirtschaftlich zu agieren. Diesen Nachteilen sowie der Erforderlichkeit einer nachgeschalteten Trocknung und der geringen Flexibilität bei schwankenden Mengen im Ausgangsgasgemisch stehen eine Reihe von Vorteilen gegenüber, wodurch das Verfahren häufig zur Anwendung kommt. Dazu zählen eine hohe Reinheit des Methans, ein Wegfallen vorangeschalteter Entschwefelung und der kontinuierliche Betrieb.⁴⁹

Ähnlich wie die Druckwasserwäsche ist auch die Aminwäsche weit verbreitet. Hier erfolgt die Behandlung des Gases statt mit Wasser mit einem Amin-Wasser-Gemisch. Zudem

⁴⁹ Vgl. Hermeling, 2023, S. 68 – 74.

wird dieses organische Lösungsmittel durch Temperaturerhöhung und nicht Druckabsenkung regeneriert. Der Vorteil liegt bei einem niedrigeren Stromverbrauch, da das nahezu bei Atmosphärendruck gearbeitet wird. Es kann eine ähnlich hohe Reinheit des Methans bei niedrigen Methanverlusten gewährleistet werden. Allerdings müssen eine Trocknung vor und nach der Aminwäsche sowie – im Gegensatz zur Druckwasserwäsche – eine Entschwefelung vorab erfolgen. Ein weiterer Nachteil ist die Toxizität des Amin-Wasser-Gemischs.⁵⁰

Im Gegensatz zu den vorangegangenen Methoden eignet sich die Druckwechseladsorption für kleinere Durchsatzmengen und wird als Batch-Verfahren, also chargenweise, betrieben. Auch wenn das Verfahren nicht ganz an die hohe Reinheit der anderen beiden Verfahren herankommt und ebenfalls eine vorherige Entschwefelung und Gastrocknung erfolgen muss, kann das Verfahren aufgrund eines geringen Stromverbrauchs und Wartungsaufwands in seinem Einsatzbereich wirtschaftlich betrieben werden. Das Kohlenstoffdioxid adsorbiert bei hohem Druck an der Aktivkohle, welche bei anschließender Entspannung regeneriert, und mit Umgebungsluft gespült wird, um im nächsten Zyklus wieder eingesetzt werden zu können.^{51 52}

Beim Membranverfahren macht man sich die Permeabilität der Membran und damit die unterschiedlichen spezifischen Diffusionsgeschwindigkeiten der Gasgemischbestandteile zunutze. Durch die niedrige Diffusionsgeschwindigkeit von Methan im Vergleich zu anderen Bestandteilen, kann oftmals auf eine vor – oder nachgeschaltete Entschwefelung und Trocknung verzichtet werden, da die Schwefelwasserstoffe als auch der Wasserdampf gemeinsam mit dem Kohlenstoffdioxid eher durch die Membran diffundieren. Um die Reinheit des Methans zu erhöhen und Methanverlusten entgegenzuwirken, werden mehrere Membranen in Reihe geschaltet. Durch Rückführung des Restgases erhöht sich zwar der Stromverbrauch (durch erhöhte Pumpleistung), aber senkt gleichzeitig den Methanverlust auf ein Minimum.⁵³

⁵⁰ Vgl. Hermeling, 2023, S. 74.

⁵¹ Vgl. Chemie Lexikon, o.J.

⁵² Vgl. Hermeling, 2023, S. 68 u. 75.

⁵³ Vgl. Hermeling, 2023, S. 71 – 73.

Im Vergleich zu anderen kohlenwasserstoffbasierten Energieträgern wie Kohle, Benzin oder Diesel entsteht bei der Verbrennung von Methan weniger Kohlenstoffdioxid, was in dem hohen Verhältnis von Wasserstoff zu Kohlenstoff begründet ist.⁵⁴

3.2.2 BTL-Kraftstoffe

BTL-Kraftstoffe (Biomass To Liquid) stellen die flüssige Variante zu gasförmigem und verdichtetem Biogas wie Bio-CNG (Bio Compressed Natural Gas) und CBG (Compressed Bio Gas) dar. Sie werden oftmals als LBM (Liquefied Biomethane) oder LBG (Liquefied Biogas), seltener als Bio-LNG (Liquified Natural Gas) oder LRG (Liquefied Renewable Gas) abgekürzt. Während LBM flüssiges Biomethan mit einer höheren Reinheit und Qualität als LNG ist, beinhaltet LBG noch einen Anteil an Kohlenstoffdioxid.

Ein Vorteil von Gasverflüssigung ist auch bei Biomethan der deutlich kleinere Raum, der benötigt wird, um es flüssig anstatt gasförmig zu transportieren und zu lagern, da flüssiges Methan im Gegensatz zur gasförmigen Variante nur etwa 1/600 des Volumens einnimmt. Nachteile sind der höhere Energieaufwand für die Verflüssigung und Speicherung.

⁵⁵

BTL-Kraftstoffe können aus Nebenprodukten der Land- und Forstwirtschaft, Energiepflanzen aus landwirtschaftlichem Anbau, Holz aus der Forstwirtschaft als auch aus Bioabfällen gewonnen werden. Sie können nicht nur als Zumischung verwendet werden, sondern sind je nach Eigenschaften auch als Reinkraftstoff nutzbar. Wie auch beim Biomethan, weisen sie allgemein sehr günstige Abgaswerte auf. Dabei ersetzt 1 l BTL-Kraftstoff in etwa 0,97 l Diesekraftstoff.

Aufgrund der breiten Rohstoffbasis und dem hohen Biomassepotenzial, ist nicht nur die erzielbare Kraftstoffmenge je Flächeneinheit hoch, sondern durch die Ähnlichkeit zu den herkömmlichen, auf Kohlenwasserstoffen basierenden Kraftstoffen und die gute Steuerbarkeit des Prozesses können die Kraftstoffe in bestehender Infrastruktur fossiler Kraftstoffe genutzt werden. Das ermöglicht auch die Beeinflussung der Zusammensetzung der BTL-Kraftstoffe im Herstellungsverfahren, so dass Anpassungen an geänderte Anforderungen von Verbrennungsmotoren oder Abgasnormen realisiert werden können.⁵⁶

⁵⁴ Vgl. Hermeling, 2023, S. 4.

⁵⁵ Vgl. Hermeling, S. 4-6.

⁵⁶ Vgl. Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 2006, S. 1.

Nachteile sind die hohe Komplexität der Herstellungsverfahren, sodass sie ohne entsprechende Zwischenschritte nicht für eine stark dezentralisierte Produktion geeignet sind, sowie eine geringe Energieausbeute dabei. Eine Zentralisierung würde zudem einen zusätzlichen logistischen Aufwand des Biomassetransport darstellen. Außerdem werden größere Mengen Wasserstoff benötigt.⁵⁷

Folgende Abbildung zeigt eine Übersicht der Herstellungsschritte von BTL-Kraftstoffen.

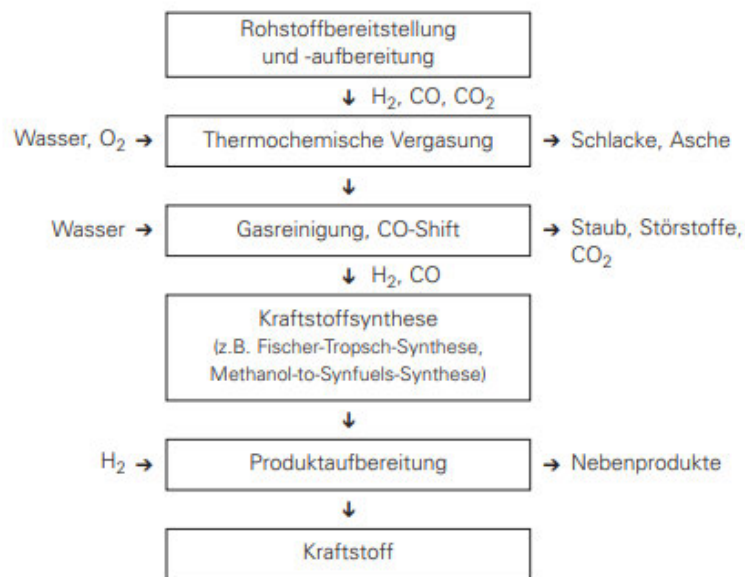


Abbildung 4: Herstellungsverfahren von BtL-Kraftstoffen. Quelle: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 2006

3.2.3 Zellulose-Ethanol

Zellulose-Ethanol ist ein Alkohol, der aus pflanzlichen Rohstoffen hergestellt wird und kann unter anderem als Kraftstoff verwendet werden. Je nach Art der verwendeten Pflanze, unterscheidet sich die Menge des daraus produzierten Alkohols, da nicht alle Teile von allen Pflanzen verwertet werden können. Neben der Sammlung von biologischen Abfällen als Ausgangsmaterial erfordert die Herstellung von Zellulose-Ethanol auch den Anbau von Energiepflanzen, was entsprechende Flächen, geeignete Böden und ausreichend Wasser voraussetzt.

⁵⁷ Vgl. Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 2006, S. 2.

Die für die Herstellung von Ethanol aus Zellulose erforderliche Biomasse kann aus forstwirtschaftlichen und landwirtschaftlichen Ressourcen gewonnen werden. Nach Ernte der erzeugten Biomasse wird diese zur Produktionsanlage transportiert. Für den leichteren Transport als auch zur Weiterverarbeitung muss die Biomasse zerkleinert werden, um für eine leichte Handhabung und einen effizienteren Prozess zu sorgen.⁵⁸

„Durch den Einsatz von Reststoffen, die kaum Nutzungskonkurrenz aufweisen und die bei der Produktion von Nahrungs- oder Futtermitteln anfallen, entsteht keine Konkurrenzsituation zu dieser und es werden keine zusätzlichen Anbauflächen benötigt. Langzeitstudien haben gezeigt, dass je nach Region bis zu 60% des Reststoffs vom Acker gefahren werden können, ohne die Bodenqualität zu gefährden“⁵⁹

Herausforderungen und zusätzlichen Aufwand stellen allerdings auch die geringe Energiedichte, die Notwendigkeit der Trocknung und Verdichtung sowie eventuelle Vorbehandlungen und die saisonale Verfügbarkeit dar.⁶⁰

4 Einsatz von Biokraftstoffen in der Gebäudeenergieversorgung

Biokraftstoffe wie Pflanzenöl, Biodiesel, Biogas und Biomethan kommen aktuell meistens in der Mobilitätsbranche zum Einsatz, können aber auch für eine umweltfreundliche Wärme- und Stromerzeugung verwendet werden. Derzeit stellen jedoch Aspekte wie der Transport und Lagerung der Biokraftstoffe bis zu den Verbrauchern sowie die Umrüstung bzw. der Neubau der Anlagen eine Herausforderung dar. Auch die gesamten Umweltauswirkungen und Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung verschiedener Gesetze und Förderungen sind derzeit umstritten und sollen mit Hinblick auf die Energiewende näher analysiert werden.⁶¹

⁵⁸ Vgl. UN Climate Technology Centre & Network, o.J.

⁵⁹ Sachverständigenrat Bioökonomie Bayern, 2017.

⁶⁰ Vgl. UN Climate Technology Centre & Network, o.J.

⁶¹ Vgl. FNR – Biokraftstoffe, o.J.

4.1 Rechtlicher Rahmen von Biokraftstoffen

4.1.1 Gesetzgebung

In Deutschland ist die Nutzung von Biokraftstoffen durch eine Kombination aus europäischen und nationalen Gesetzen und Vorschriften geregelt, mit dem Ziel eine nachhaltige und effiziente Nutzung zu ermöglichen, welche die Energiewende vorantreibt. Folgende Gesetztexte sind hierfür am relevantesten:

4.1.1.1 Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)

Diese EU-Richtlinie legt verbindliche Ziele für die Nutzung erneuerbarer Energien fest, einschließlich Biokraftstoffe. Bis zum Jahr 2030 ist ein 32 % Anteil erneuerbarer Energien im Bruttoverbrauch vorgesehen. Dabei spielt der Wärmesektor eine entscheidende Rolle, hierbei soll eine Erhöhung des Anteils um 1,1 % Jährlich (mit Bezug auf 2020) erfolgen. Mit Berücksichtigung von Abwärme soll die Erhöhung sogar 1,3 % jährlich betragen. Die RED II sieht allerdings keine Erhöhung der Energiepflanzenproduktion vor, die Nutzung von Nahrungs- und Futterpflanzen für die Energieerzeugung soll auf dem aktuellen Niveau bleiben, gleichzeitig soll ein Ausstieg aus dem Einsatz von Palmöl erfolgen. Dabei spielt die Entwicklung moderner Biokraftstoffe eine große Rolle, um die Nachfrage nach zusätzlicher Biomasse zu reduzieren.^{62 63}

4.1.1.2 Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG)

Das Biokraftstoffquotengesetz trägt zur Umsetzung verschiedener Richtlinien auf EU-Ebene bei: „Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor“ und „Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom.“

Hierfür verpflichtet es die Mineralölanbieter zu einer Beimischung von einem Mindestanteil an Biokraftstoffen, welcher regelmäßig angepasst wird und schrittweise steigt. Aktuell beträgt der Mindestanteil 6%. Zusätzlich müssen Kraftstoffhersteller die Beimischung

⁶² Vgl. AGFW, o.J.

⁶³ Vgl. Bundesamt für Naturschutz, 2022

extern zertifizieren und nachweisen lassen. Bei Nichterfüllung der Quotenverpflichtung sind Sanktionen vorgesehen. Diese können finanzielle Strafen und andere Maßnahmen umfassen. Die genauen Sanktionen sind allerdings im Bundes-Immissionsschutzgesetz festgelegt.⁶⁴

4.1.1.3 Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)

Das Bundes-Immissionsschutzgesetz ist das zentrale Gesetz in Deutschland zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge. Es dient dazu, Menschen, Tiere, Pflanzen, Boden und sonstige immaterielle Güter vor schädlichen Umwelteinwirkungen zu schützen und gleichzeitig umweltbezogene Gefahren, Nachteile und Belästigungen zu vermeiden. Hierbei ist § 37b: „Begriffsbestimmungen und Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen für den rechtlichen Rahmen der Nutzung von aus Biomasse hergestellten Treibstoffen“ von besonderer Bedeutung.

Dieser regelt die allgemeine Definition und Geltung von Biokraftstoffen und konkret von Biodiesel, Bioethanol, Pflanzenöl, Hydrierte biogene Öle und Biomethan, unter Angaben der Kriterien, welche dieses erfüllen müssen, um als Biokraftstoffe anerkannt zu werden. Diese Kriterien schließen beispielsweise mit Mineralölderivaten hydrierte Öle, Bioethanol mit weniger als 70 Volumenprozent und die meisten Biotreibstoffe aus tierischer Herkunft aus.⁶⁵

4.1.1.4 Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (38. BImSchV)

Ziel dieser Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen ist die Reduzierung von Treibhausgasemissionen, die von Kraftstoffen ausgeht. Abschnitt 4 regelt die Nutzung von Biokraftstoffen.

Der Beitrag zur Minderung der Emissionen steht jedoch teilweise in Widerspruch zur Nutzung von Biokraftstoffen, deren Erzeugung mit einer direkten oder indirekten Landnutzungsänderung einhergeht. Aus dem Grund werden Obergrenzen für die Anrechenbarkeit dieser Sonderfälle festgelegt. Andererseits soll der Einsatz von fortschrittlichen

⁶⁴ Vgl. BioKraftQuG: Biokraftstoffquotengesetz, 2007.

⁶⁵ Vgl. BImSchG - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis, 2015.

Biokraftstoffen gefördert und jährlich erhöht werden. Bis zum Jahr 2030 soll der Mindestanteil 2,6 % betragen. Zu den Rohstoffen, die für die Herstellung der fortschrittlichen Biokraftstoffe laut 38. BImSchV geeignet sind zählen Stroh, Rohglycerin, Tallölpech, Abwasser aus Palmölmühlen, Bagasse, Traubentrester, Weintrub, Hülsen usw.⁶⁶

4.1.1.5 Energiesteuergesetz (EnergieStG)

Dieses Gesetz regelt die Besteuerung von Energieerzeugnissen, einschließlich die von Biokraftstoffen. Allerdings unterliegen diese spezielle Steuerbegünstigungen, mit dem Ziel, ihre Verwendung zu Gunsten der Umwelt zu fördern. Zusätzlich sind Biokraftstoffe unter bestimmten Umständen von einer Doppelbesteuerung befreit, wenn sie beispielsweise bereits im Rahmen der landwirtschaftlichen Produktion besteuert wurden. Um von den oben genannten Steuervergünstigungen zu profitieren, müssen Biokraftstoffe allerdings bestimmten Nachhaltigkeitskriterien entsprechen. Diese Kriterien betreffen unter anderem den Nachweis, dass die Biokraftstoffe aus nachhaltig angebauten Rohstoffen hergestellt werden und eine signifikante Reduktion von Treibhausgasemissionen im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen bieten.⁶⁷

4.1.1.6 Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV)

Die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung legt fest, welche Anforderungen an die nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen erfüllt werden müssen, um in Deutschland bestimmte steuerliche Vorteile zu erhalten oder zur Erfüllung der Biokraftstoffquote beizutragen. Die Verordnung ist ein wichtiges Instrument zur Sicherstellung, dass die Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen tatsächlich zu einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen und einer nachhaltigen Entwicklung beitragen. Dafür muss eine erhebliche Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber fossilen Kraftstoffen stattfinden, diese beträgt mindestens 50%, bei Biotreibstoffen aus Anlagen vor dem 5. Oktober 2015, und mindestens 60%, im Fall von Anlagen zwischen dem 5. Oktober 2015 und dem 1. Januar 2021 und über 65% in sonstigen Fällen.

⁶⁶ Vgl. 38. BImSchV, 2017.

⁶⁷ Vgl. EnergieStG, o.J.

Außerdem müssen nachhaltige Anbaumethoden für die Rohstoffe angewendet werden, die auch den Erhalt von Wasser-, Boden- und Luftqualität sowie die soziale Nachhaltigkeit berücksichtigen. Die Herstellung von Biokraftstoffen darf nicht zur Zerstörung von Flächen mit hoher biologischer Vielfalt oder von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand (z. B. Wälder, Moore) führen.⁶⁸

4.1.2 Förderungen

Nicht nur die Steuervergünstigungen, sondern auch zahlreiche Förderungen stellen einen Anreiz für die Forschung und Nutzung von Biokraftstoffen dar. In Bezug auf den Bereich der Immobilienwirtschaft, spielen folgende Förderprogramme eine wichtige Rolle:

4.1.2.1 Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)

Die BEG besteht aus drei verschiedenen Teilprogrammen: BEG für Wohngebäude (BEG WG), für Nichtwohngebäude (BEG NWG) und für Einzelmaßnahmen (BEG EM). Ziel hiervon ist die Förderung eines effizienten Einsatzes erneuerbarer Energien im Immobiliensektor durch die Optimierung und den Neubau nachhaltiger Heizungsanlagen – einschließlich Biomasse Heizungsanlagen – und mit Hilfe von Maßnahmen an der Gebäudehülle.

Der Grundfördersatz beläuft sich in diesem Fall auf 30% der förderfähigen Ausgaben mit einem Mindestinvestitionsvolumen von 300 Euro brutto. Die Höchstgrenze liegt bei Wohngebäuden bei 30.000 Euro für die erste Wohneinheit, jeweils 15.000 Euro für die zweite bis sechste Wohneinheit und jeweils 8.000 Euro für jede weitere Wohneinheit. Biomasseheizungen sind in dem Fall nicht nur förderfähig, sondern erhalten sogar – im Gegensatz zu anderen regenerativen Energien – einen Zuschlag in Höhe von 2.500 Euro, wenn sie den Emissionsgrenzwert für Staub von 2,5 mg/m³ (bezogen auf ein Volumen an Sauerstoff im Abgas von 13 % im Normzustand [273 K, 1013 hPa]) nicht überschreiten. Bei Nichtwohngebäuden gelten andere Höchstgrenzen: bis 150 m² beträgt diese auch

⁶⁸ Vgl. Biokraft-NachV, 2021.

30.000 Euro, bei Flächen bis 400 m² erhöht sich die Höchstgrenze um 200 Euro pro Quadratmeter. Zwischen 400 und 1000m² beläuft sie sich auf 120 Euro pro Quadratmeter und ab 1.000m² beträgt diese 80 Euro pro Quadratmeter.⁶⁹

4.1.2.2 KfW-Energieeffizienzprogramme

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau, kurz KfW, ist eine der weltweit größten nationalen Förderbanken. Sie wurde 1948 gegründet, um den Wiederaufbau der deutschen Wirtschaft nach dem Zweiten Weltkrieg zu unterstützen und ist somit eine öffentlich-rechtliche Bank. Sie bietet Förderkredite und Förderprogramme für Unternehmen und Privatpersonen. Dazu zählen die Förderprodukte für Energie und Umwelt, welche sowohl als Kredit mit Tilgungszuschuss oder als direkter Zuschuss angeboten werden. In Bezug auf Biokraftstoffe in der Immobilienwirtschaft ist der Zuschuss Nr. 458: „Bundesförderung für effiziente Gebäude. Heizungsförderung für Privatpersonen – Wohngebäude“ besonders relevant. Dieser gewährleistet einen Zuschuss von bis zu 70 % der förderfähigen Kosten für den Kauf und Einbau einer klimafreundlichen Heizung in Bestandsgebäuden. Biomasseheizungen werden in dem Fall als förderfähige Maßnahme aufgelistet, sofern diese zu einer Erhöhung der Energieeffizienz oder des Anteils erneuerbarer Energien beiträgt.⁷⁰

Zusätzlich sind Förderprogramme zum Erreichen der Standards vom Effizienzgebäude Stufe 70 indirekt mit dem Einbau eines Wärmeerzeugers mit regenerativen Energieträgern verbunden, um die allgemeine Effizienz und Nachhaltigkeit des Gebäudes zu optimieren. Hierfür sind folgende Kredite vorgesehen:

- Kredit Nr. 261: Bundesförderung für effiziente Gebäude (Wohngebäude). Der effektive Jahreszins liegt bei 1,79% für Sanierung und Kauf, um den Effizienzhausstandard zu erreichen. Der Tilgungszuschuss von 5 bis 45% ermöglicht eine niedrigere Rückzahlung der Kreditsumme. Der Höchstbetrag beträgt 150.000 Euro
- Kredit Nr. 263: Bundesförderung für effiziente Gebäude (Nichtwohngebäude). Der Jahreszins beträgt in dem Fall nur 0,41% bei einer Kredithöchstsumme von

⁶⁹ Vgl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2024.

⁷⁰ Vgl. KfW – Förderprodukte für Energie und Umwelt.

bis zu 10 Millionen Euro. Ein Tilgungszuschuss zwischen 5 und 35% und zusätzliche Förderungen (Baubegleitung, Nachhaltigkeitszertifizierung usw.) sind außerdem möglich.⁷¹

4.1.2.3 Regionale Förderprogramme

Auf regionaler Ebene gibt es zahlreiche Förderprogramme, die Anreize für den Einbau einer Biomasseheizung schaffen. Beispielsweise trat 2023 die Förderrichtlinie "Energie & Klima" in Sachsen in Kraft. Diese befasst sich mit vier Kernmodulen: Anwendungsorientierte Energie- und Klimaforschung, Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und Reduzierung von Treibhausgasemissionen, Maßnahmen zur Entwicklung intelligenter Energiesysteme, Netze und Speichersysteme auf lokaler Ebene, Maßnahmen zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels (Klimawandelanpassung). Besonders das zweite Modul befasst sich mit dem Einbau effizienter, klimafreundlicher Wärmeerzeuger. Hierbei hängt die Höhe der Förderung mit der Steigerung der Endenergieeffizienz zusammen. Allerdings werden für die entsprechende Berechnung auch die Nutzung erneuerbarer Energiequellen und die Treibhausgasemissionen berücksichtigt. So beträgt die Förderhöhe 50 % bei einer Steigerung der Endenergieeffizienz um 10%, 60% bei einer Steigerung um 20% und 70%, wenn die Endenergieeffizienzsteigerung 30% ausmacht.

⁷²

4.2 Transport von Biokraftstoffen

4.2.1 Transport von gasförmigen Biokraftstoffen

Biogas und Biomethan werden meistens in Flaschen befüllt und transportiert. Da der größte Teil der Verkehrsmittel, die diesen Transport erlauben (Zug, LKW, Schiff), noch mit fossilen Kraftstoffen - bzw. mit Strom aus nicht regenerativen Quellen - betrieben werden ist es von großer Bedeutung, die Transportwege möglichst zu reduzieren. So bietet sich nach dem aktuellen Stand der Technik an, Biogas direkt in ländlichen Gegenden, die sich nah an der Landwirtschaftlichen Produktion befinden, herzustellen und zu

⁷¹ Vgl. KfW – Förderprodukte für Energie und Umwelt, o.J.

⁷² Vgl. SAB, 2023.

verbrauchen.⁷³ Um den Energiebedarf der Haushalte in städtischen, dicht bevölkerten Lagen zu decken ist allerdings die Entwicklung von dezentralen Biogasanlagen notwendig.

Diese sind kleiner als konventionelle, zentrale Anlagen und können mit urbanen Abfällen betrieben werden, somit verkürzen sich nicht nur die Wege erheblich, sondern auch die Mengen an angebauten Energiepflanzen, welche sonst bei der Gaserzeugung benötigt werden. Der Aufbau einer solchen Biogasanlage wird auf folgender Abbildung dargestellt.⁷⁴

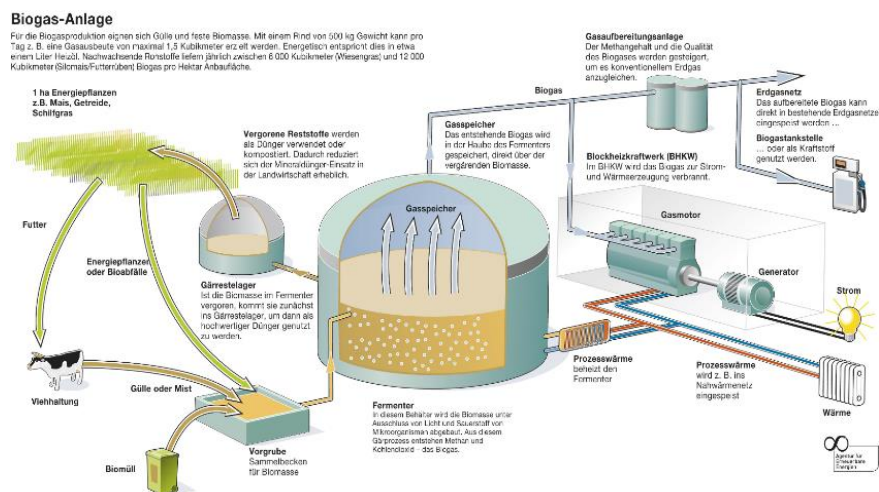


Abbildung 5: Aufbau und Funktionsweise einer Biogasanlage. Quelle: Kompetenzzentrum Energie EKO e.V.

Auf nationaler Ebene gibt es bereits Beispiele von der Umsetzung dieses Konzepts: in München wurde beispielsweise neun Jahre lang eine Biogasanlage mit Abfällen aus dem Tierpark Hellabrunn betrieben.⁷⁵

Reines Biogas kann aufgrund seiner Verunreinigungen (CO₂, H₂S, Wasserdampf usw.) nicht direkt durch Gasleitungen transportiert werden, da die oben genannten Bestandteile zu Korrosion durch Entstehung von H₂SO₄, und Ammoniak, Ablagerungen und Schäden in den Pipelines führen können. Andererseits kann Biomethan dank seiner

⁷³ Vgl. Ravindra, 2015, S.257-268

⁷⁴ Vgl. Kompetenzzentrum Energie EKO e.V., o.J.

⁷⁵ Vgl. Anlauf, 2016

reineren Zusammensetzung bedenkenlos durch Leitungen befördert werden, dies verbessert die Verfügbarkeit und Ökobilanz in großen Maßen.⁷⁶

4.2.2 Transport von Flüssigen Biokraftstoffen

Biodiesel wird in Tankcontainer sowohl über Land- als auch über Schifffahrttransport transportiert. In seltenen Fällen ist auch Luftfahrttransport möglich. Oft werden große Tankfahrzeuge (mehr als 1000L Ladevolumen), Tankcontainer und Eisenbahnkessel eingesetzt, dies verursacht, ähnlich wie beim Biogastransport, erhebliche Treibhausgasemissionen. Ein Vorteil von Biodiesel ist jedoch sein hoher Flammpunkt von über 101°C, so dass er weder als Gefahrstoff noch als Gefahrgut eingestuft wird. Trotzdem müssen die Transportmittel Mindestanforderungen erfüllen, eine Bauartzulassung nach ADR/RID erhalten und sich einer Prüfung gemäß § 29 der StVZO unterziehen. Wenn sie diese Kriterien erfüllen, erhalten sie eine offizielle Kennzeichnung.⁷⁷

Genauso wie bei Biodiesel, erfolgt der Transport von Pflanzenölkraftstoffen meist über Land- oder Wasserwege, hierfür werden in der Regel Tank-Containern mit der entsprechenden Kennzeichnung verwendet. Eine besondere Herausforderung ist jedoch durch die Erstarrungstemperatur von ca. 0° gegeben. Wenn diese während des Transports unterschritten wird, muss das Öl erwärmt werden, um die Pumpfähigkeit wieder herzustellen. Die ideale Transporttemperatur beträgt 15°, diese ist, besonders in Deutschland in den Wintermonaten, nicht immer einfach einzuhalten, so dass eine Erwärmung weitere Energie erfordert. Pflanzenöle sind in der Regel nicht toxisch oder umweltgefährdend, jedoch ist beim Transport zu berücksichtigen, dass die Oxidationsprozesse zu einem lebensgefährlichen Sauerstoffmangel führen können, wenn die Transportflächen nicht gut belüftet sind.⁷⁸

⁷⁶ Vgl. Rafiee et al. 2020, S. 13-28

⁷⁷ Vgl. Arbeitsgemeinschaft, 2023, S. 1-2

⁷⁸ Vgl. Transport Information Service, o.J.

4.3 Lagerung von Biokraftstoffen

4.3.1 Lagerung von gasförmigen Biokraftstoffen

Bevor die Biogasflaschen für den Transport befüllt werden oder das Biogas zu Biometan verarbeitet wird, wird es in Speichern gelagert. Meistens befinden sich diese in der Biogasanlage und werden direkt in den Fermenter, Nachgärbehälter oder Gärrestlager integriert. Das Gesamtvolumen muss mindestens ein Viertel der Tagesproduktion betragen, eine Notfackel wird im Fall einer Überkapazität oder während der Wartungsarbeiten benötigt. Eine Lagerung in externen Biogasspeichern ist auch möglich, sie erlaubt eine genauere Messung der Methankonzentration im Gas, benötigt allerdings deutlich mehr Platz und höhere Investitionskosten, da ein zusätzliches Gebäude notwendig ist. Außerdem besteht die Möglichkeit einer Lagerung in Mittel- und Hochdruckgasspeichern in Form von Stahlbehältern mit 5 bis 250 Bar.

Biogasspeicher müssen strenge Sicherheitsvorrichtungen vorweisen, sie müssen Temperatur-, UV-Licht und witterungsbeständig sein. Zusätzlich müssen sie gasdicht und druckbeständig konstruiert werden. Eine Unter- und Überdruckfunktion sorgt für den Ausgleich von Druckänderungen.^{79 80}

Biomethan hat wiederum den großen Vorteil, aufgrund seiner dem Erdgas gleichen Zusammensetzung, direkt in bestehende Erdgasspeicher eingespeist und gelagert werden zu können. Dies erspart sowohl Kosten für den Bau neuer Infrastruktur als auch Platz und minimiert das Risiko für Unfälle während der Lagerung.⁸¹

Das deutsche Erdgasnetz verfügt über ca. 530.000 km Länge, so dass Biomethan effizient und großflächig, sowohl in ländlichen als auch in urbanen Lagen verteilt werden kann. Dank seiner Speichermöglichkeit können Produktion und Nutzung entkoppelt werden und somit auch in den Monaten mit einer geringeren Energieerzeugung aus regenerativen Quellen die Haushalte weiterhin versorgen.⁸²

⁷⁹ Vgl. Märtel – Biogasspeicher, 2023.

⁸⁰ Vgl. Ohemichen et al., 2015, S. 16-22.

⁸¹ Vgl. BDEW, o.J.

⁸² Vgl. FNR – Biomethan, o.J.

4.3.2 Lagerung von flüssigen Biokraftstoffen

Biodiesel wird in Lagerbehältern mit einer Zulassung nach VV TB (Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen) gelagert. Diese verfügen über zahlreiche Sicherheitsvorrichtungen wie doppelwandige Konstruktionen, Flüssigkeitsmelder, Überfüllsicherungen und Leckanzeigergeräte. Lagerbehälter können sowohl unterirdisch als auch oberirdisch sein, bei Letzteren kann auf die Überfüllsicherung verzichtet werden.

Bei der Lagerung ist wichtig, auf die Qualität vom Biodiesel zu achten, um die angestrebte Oxidationsstabilität von 8 Stunden zu erreichen. Biodiesel ist zusätzlich dunkel, kühl und möglichst trocken gelagert werden, um unerwünschte Reaktionen und die Bildung von Biofilmen zu vermeiden.⁸³

Pflanzenölkraftstoffe, wie zum Beispiel Rapsölkraftstoff, sollten idealerweise bei konstant niedrigen Temperaturen zwischen 5 und 10 °C sowie in einer dunklen Umgebung gelagert werden, um Wasserzufuhr und Luftkontakt zu minimieren. Die Lagerung sollte in sauberen Tanks aus Stahl, Edelstahl oder HDPE (High Density Polyethylen) erfolgen, wobei katalytisch aktive Metalle wie Kupfer zu vermeiden sind. Es empfiehlt sich, drei separate Tanks zu verwenden: einen für die laufende Produktion, einen für die Kraftstoffanalyse und einen für den analysierten Kraftstoff zur Abgabe. Tanks müssen dicht verschlossen und vor Kondenswasser geschützt sein, wobei Erdtanks wegen der stabileren Temperaturen vorzuziehen sind. Unter optimalen Bedingungen kann Rapsöl bis zu zwölf Monate gelagert werden, während ungünstige Bedingungen die Stabilität bereits nach drei Monaten beeinträchtigen können.

Für die Lagerung beider Kraftstoffe ist daher viel Platz erforderlich, so dass diese in dicht bevölkerten, innenstädtischen Lagen nicht immer optimal gewährleistet werden kann.⁸⁴

⁸³ Vgl. Arbeitsgemeinschaft Qualitätsmanagement Biodiesel e.V. 2019, S. 1- 4.

⁸⁴ Vgl. FNR – Biodiesel, o.J.

4.4 Technologien zum Einsatz von Biokraftstoffen in der Gebäudeenergieversorgung

4.4.1 Wärmeerzeugung: Heizungssysteme

4.4.1.1 Heizen mit gasförmigen Biokraftstoffen

Biogasbetriebene Heizungen sind nach dem jetzigen Stand der Technik in Deutschland nicht flächendeckend möglich. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Menge an Biogas, welches aus Abfallstoffen hergestellt wird, noch sehr gering ist. Wiederum ist eine Produktion aus Energiepflanzen wenig umweltschonend: auf der einen Seite besteht ein enormer Platzbedarf, der mit der Nahrungs- und Futtermittelerzeugung konkurriert. Auf der anderen Seite sind die großflächigen Kulturen schädlich für den Boden.⁸⁵

Auch preislich liegt Biogas aufgrund seiner Knappheit und aufwendigen Erzeugung deutlich über den Erdgaspreis, welcher nur knapp über die Hälfte beträgt.

Durchschnittliche Kosten für Biogas und Erdgas bei 15.000 kWh Bezug

	durchschnittliche Kosten pro Jahr	durchschnittlicher Preis pro kWh
Gas ohne Biogas-Anteil	1.263 Euro	8,4 Cent
Gas mit 10 % Biogas-Anteil	1.562 Euro	10,4 Cent
Gas mit 100 % Biogas-Anteil	2.246 Euro	15,0 Cent

Tabelle 3: Preisvergleich von Gas mit verschiedenen Biogasanteilen. Quelle: Weigl, 2020

Für Haushalte hat Biogas deswegen wenig Relevanz: „Laut Uta Weiß, der Projektleiterin Gebäude und Wärmenetze beim Berliner Thinktank Agora Energiewende, wird Biogas keine Option sein, weil davon einfach nicht ausreichend vorhanden sein wird. Es gibt Industrieprozesse, die auf grüne Gase als Ersatz für Erdgas angewiesen sind – für den

⁸⁵ Vgl. Schommer, 2023.

Einsatz im Gebäudebereich wären diese Gase zu kostbar“. ⁸⁶ Zusätzlich besteht die Problematik, konventionelle Heizungsanlagen umrüsten zu müssen, um mit 100% Biogas betrieben werden zu können, bevor dieses zu Biomethan aufbereitet wird. Dies geht mit technischen Herausforderungen und hohen Kosten einher.

Anders ist es beim bereits aufbereiteten Biomethan, dieses lässt sich problemlos in den meisten Gasheizungen verwerten und verursacht somit keine weiteren Umrüstkosten. Trotzdem bestehen die anderen, bereits benannten Problematiken weiterhin.

Nicht nur ist Biomethan mit produktionsbedingten Emissionen von 75 bis 140g CO₂/kWh nicht Klimaneutral, sondern erfordert es auch eine extrem hohe Flächennutzung für den Anbau von Energiepflanzen. ⁸⁷

4.4.1.2 Heizen mit flüssigen Biokraftstoffen

Aktuell werden noch nicht alle bekannten flüssigen Biokraftstoffe erster und zweiter Generation zum Heizen eingesetzt, meistens wird die Anwendung dieser Biokraftstoffe vorrangig in der Mobilitätsbranche diskutiert, jedoch können sie auch zur Energiewende in der Gebäudeenergieversorgung beitragen. Die flüssigen Biobrennstoffe, die am relevantesten für die Heiztechnik sind, sind derzeit Bioethanol, Pflanzenölkraftstoff und Biodiesel. ⁸⁸

Bioethanolöfen

Bioethanol hat einen relativ geringen Heizwert von 21,06MJ/l, während beispielsweise der Heizwert von Biomethan bei 36 MJ/l liegt. ⁸⁹

Aufgrund dessen eignet sich dieser Kraftstoff nicht für große oder zentrale Heizungsanlagen, sondern viel mehr für kleinere Bioethanol Kaminöfen. Diese sind in der Anschaffung erschwinglich, einfach zu bedienen und benötigen wenig Wartung, so dass sie in den letzten Jahren an Beliebtheit gewonnen haben. Die Wärme wird in dem Fall über Konvektion abgegeben und sorgt dank der offenen, optisch ansprechenden Flammen

⁸⁶ Drews, 2023.

⁸⁷ Vgl. Erdgas Südwest, 2023.

⁸⁸ Vgl. FNR - Biokraftstoffe, o.J.

⁸⁹ Vgl. Kirchner, 2012.

für Gemütlichkeit. Obwohl Bioethanol ungefähr 90% weniger Treibhausgasemissionen verursacht als Benzin, weisen die Kaminöfen einige Nachteile auf.⁹⁰

Die Verbrennung von Bioethanol setzt Kohlendioxid, geringe Mengen an Kohlenmonoxid, Feinstaub und in manchen Fällen sogar krebserregende Stoffe wie Benzol oder Formaldehyd frei. Der entstehende Wasserdampf kann außerdem für ein unangenehmes Raumklima und für Schimmelbildung sorgen und sowohl die offene Flammenbildung als auch die Lagerung des Brennstoffs stellen eine Brandgefahr dar.⁹¹ Außerdem ist die Heizleistung gering und bietet keine Alternative zu einer herkömmlichen Heizung: mit maximal 3 kW pro Stunde können sie etwas über zehn Quadratmeter beheizen.

In einer Stunde werden von 200 bis 500 mL benötigt, wenn man vom Durchschnitt (350 mL) ausgeht, betragen die Kosten pro Stunde bei einem Literpreis von etwa 3 € ca. 1,05 € für einen kleinen Raum. Der Preis pro Liter erhöht sich sehr stark bei geringen Verkaufsmengen, so dass Bioethanol in der Menge, welche es von Privatverbrauchern erworben und gelagert werden kann, sehr teuer ist. In einer Wohnung mit 50 bis 60 m² bräuchte man daher 5 Öfen mit dieser Heizleistung, was Kosten in Höhe von 5,25 € pro Stunde verursacht. Hochgerechnet auf eine Nutzungsdauer von durchschnittlich 16 Stunden am Tag, um effizient zu heizen (Nächte ausgenommen), während der 5 kalten Monaten im Jahr, würden sich die Kosten auf grob 12.600 € im Jahr belaufen, ohne die Kosten für die Warmwasseraufbereitung zu enthalten. Im Vergleich dazu verbraucht eine Erdgas Heizung in einem Mehrfamilienhaus ohne besondere Dämmeigenschaften durchschnittlich 149 kWh pro Quadratmeter pro Jahr. Für eine 60 m² Wohnung wären das 8.940 kWh jährlich. Mit 11,41 Cent pro kWh betragen die jährlichen Kosten (einschließlich Warmwasseraufbereitung) 1.020,05 € und somit unter einem Zehntel der Kosten von Bioethanolheizung, welche außerdem keine Warmwasseraufbereitung deckt.^{92 93 94}

⁹⁰ Vgl. Portillo, 2022.

⁹¹ Vgl. Becker, 2022.

⁹² Vgl. Alexander, 2016.

⁹³ Vgl. Doormann, 2023.

⁹⁴ Vgl. Statistisches Bundesamt, 2023.

Diese Beispielrechnung veranschaulicht die geringe Wirtschaftlichkeit und daher der mangelnde Zukunftspotenzial von Bioethanol als Brennstoff in der Heiztechnik im Immobilienbereich.

Pflanzenölkraftstoff-Heizungen

Pflanzenölheizungen sind nicht weit verbreitet, mit einer Viskosität von 74 mm²/s bei 20°C ist Pflanzenöl fast zehn Mal zähflüssiger als Diesel, so dass es nur in geringem Anteil zum fossilen Öl beigemischt wird.⁹⁵

Bioheizöl enthält mindestens 3 % Pflanzenöl, bis zu einem Anteil von 5,9% wird es als B5 bezeichnet, und lässt sich in Bestandsölheizungen einsetzen, ohne diese umrüsten zu müssen. B 10, mit einem Pflanzenöl Gehalt von 5,9 bis 10,9%, erfordert wiederum den Neubau oder die Umrüstung der Heizungsanlage, was erhebliche Kosten mit sich bringt. Auch Bioheizöl selbst ist momentan 5 bis 15% teurer als konventionelles Heizöl, somit hält sich die Nachfrage für die Gebäudeenergieversorgung gering.⁹⁶

Für die Umrüstung einer herkömmlichen Heizung sind mehrere Schritte notwendig:

1. Austausch von Filtern und Düsen
2. Einbau einer Spezialpumpe, welche nicht mit Rapsöl verklebt
3. Erhöhung des Betriebsdrucks
4. Vorwärmung des Bioöl-Gemischs, um die Viskosität zu verringern

Für höhere Anteile oder reines Pflanzenöl sind eine höhere Vorwärmung und effiziente Zerstäubung des Brennstoffs wichtig. Zusätzlich sind ein Austausch des Brenners und eine aufwendige Einstellung notwendig.⁹⁷ Im Schnitt liegt der Preis von reinem Rapsölkraftstoff, welcher in Deutschland am häufigsten eingesetzt wird, bei ungefähr 1,45 € pro Liter mit einer Schwankung von ±10 Cent und ist somit kostenintensiver als fossiles Heizöl, dessen Preis pro Liter aktuell (Juni 2024) nur 98,2 Cent beträgt. Eine komplette Umrüstung ist deshalb aus wirtschaftlicher Sicht für den privaten Nutzer

⁹⁵ Vgl. Kirchner, 2012.

⁹⁶ Kesselheld, 2016.

⁹⁷ Vgl. Haus-Garten-Infos, 2009.

nicht sinnvoll, lediglich die ökologischen Vorteile und die Knappheit von Fossilen Brennstoffen stellen einen Anreiz dafür dar.^{98 99}

Ein weiterer positiver Nebeneffekt vom Betrieb mit reinem Pflanzenöl ist ein geringeres Korrosionsrisiko der Heizungsanlage durch die Vermeidung von Schwefelentstehung beim Verbrennungsvorgang. Dies kann langfristig die Wartungs- und Reparaturkosten senken.¹⁰⁰

Biodiesel-Heizungen

Biodiesel ist nicht mit dem oben genannten Bioheizöl zu verwechseln, während Bioheizöl konventionelles, fossiles Heizöl mit einem geringen Pflanzenölanteil ist, wird Biodiesel aus komplett organischen Quellen hergestellt.

Im Gegensatz zu Pflanzenölen der ersten Generation, kann Biodiesel, besonders bei modernen Heizungsanlagen, meistens ohne jegliche Umrüstung der Anlage verwendet werden. Das erspart enormen Aufwand, hohe Kosten und Umweltbelastung durch die Herstellung der neuen Teile und Entsorgung der alten Anlagen. Die am häufigsten verwendete Variante von Biodiesel ist HVO-Biodiesel, welcher aus wasserstoffbehandelten Ölen tierischen und pflanzlichen Ursprungs besteht, da FAME (Fettsäuremethylester) mehr Sauerstoff enthält welche zu Qualitätsschwankungen und Kompatibilitätsproblemen mit manchen Anlagen führen kann.¹⁰¹

Derzeit sind die Preise für HVO-Diesel meistens etwas höher als die vom normalen Diesel und schwanken je nach Herkunft und CO₂ Ersparnis. Biodiesel aus Altspeisefetten und Altölen mit ca. 90% CO₂ Ersparnis kostet ungefähr 17 Cent pro Liter mehr als herkömmlicher Diesel, während Biodieselsorten aus Palmölmühlenabfall mit einer möglichen CO₂ Reduktion von 65% bereits nur einen leicht höheren Preis erzielen.¹⁰² Der geringe Preisunterschied ist perspektivisch allerdings nicht von Bedeutung, „der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) hat eine grundlegende Wende in der Verkehrspolitik gefordert – demnach soll der Benzinpreis bis 2030 um 46 Cent

⁹⁸ Vgl. TFZ – Charakteristische Eigenschaften für Rapsölkraftstoff, o.J.

⁹⁹ Vgl. Statista – Monatlicher Heizölpreis bis Juni 2024, 2024.

¹⁰⁰ Vgl. Haus-Garten-Infos, 2009.

¹⁰¹ Vgl. Volta Energy, 2023.

¹⁰² Vgl. Faehrmann, 2024.

pro Liter steigen, Diesel um 53 Cent.“¹⁰³ Konventionelle Raffinerien können ohne großen Aufwand auf HVO-Biodiesel umgerüstet werden, dies, gepaart mit einer potenziell steigenden Nachfrage, könnte die Preise zusätzlich senken.¹⁰⁴

Die bisher erläuterten Eigenschaften lassen Biodiesel wie eine vielversprechende Alternative zu fossilen Brennstoffen erscheinen. Allerdings muss besonders die Verfügbarkeit kritisch hinterfragt werden: ähnlich wie beim Biogas, kann der Bedarf an Biodiesel (sowohl HVO als auch FAME) für einen flächendeckenden Betrieb der Heizungsanlagen schwer mit Abfällen gedeckt werden, so dass große landwirtschaftliche Flächen beansprucht werden müssten.¹⁰⁵

4.4.2 Strom und Wärmeerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung

Biomasse kann nicht nur zur Wärmeerzeugung, sondern auch mittels Kraft-Wärme-Kopplung für die Stromerzeugung verwertet werden. Nach diesem Prinzip werden in einem Kraftwerk sowohl thermische als auch elektrische Energie gleichzeitig erzeugt. Dies erlaubt eine Einsparung von Kraftstoff und Treibhausgasemissionen. Um gleichzeitig Strom und Wärme zu erzeugen, gibt es zahlreiche Möglichkeiten: Dampfturbinenanlagen, Gasturbinenanlagen, Verbrennungsmotorenanlagen, Stirlingmotoren, Dampfmotoranlagen usw. deren grundlegenden Eigenschaften in der darunter abgebildeten Tabelle beschrieben werden. Hierfür sind flüssige und gasförmige Kraftstoffe geeignet, welche in großen, zentralen Kraftwerken oder in kleineren Blockheizkraftwerken verwertet werden können.¹⁰⁶

¹⁰³ Burgert, 2019.

¹⁰⁴ Vgl. Faehrmann, 2024.

¹⁰⁵ Vgl. Volta Energy, 2023.

¹⁰⁶ Vgl. Umweltbundesamt – Kraft-Wärme-Kopplung, 2013.

	Verbrennungsmotor	Stirlingmotor	Brennstoffzelle	Dampfturbine	Gasturbine	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
Anwendungsbereich	Objektversorgung, Industrie, öffentliche Versorgung	Objektversorgung	Objektversorgung, Industrie	Industrie	Industrie	Industrie, öffentliche Versorgung
Elektrische Leistung	1 kW bis 10 MW pro Modul (mehrere möglich)	1 kW bis 9 kW	0,7 kW bis 2,8 MW	ab 100 kW	ab 500 kW	ab 20 MW
Elektrischer Wirkungsgrad (Netto-Nenn) (in %)	25 bis 45%	15 bis 25%	34 bis 60%	10 bis 25%	25 bis 38%	35 bis 50%
Gesamtwirkungsgrad (in %)	bis rund 100%	bis rund 95%	bis rund 90%	bis rund 90%	bis rund 85%	bis rund 90%
Anteil an zugelassenen KWK-Anlagen nach KWKG* (in %)	96,94	0,21	0,06	0,44	0,03	0,43
elektrische Leistung der zugelassenen KWK-Anlagen nach KWKG (in MW)	3179	0,09	4,4	1325	475	4124

Tabelle 4: Vergleich unterschiedlicher KWK-Anlagen. Quelle: Umweltbundesamt -Kraft-Wärme-Kopplung 2013

4.4.2.1 Zentrale KWK-Anlagen

Für die Verwertung von Biomasse in zentralen Kraftwerken sind Gas- und Dampfturbinenanlagen am relevantesten. Vorteil dieser Anlagen gegenüber anderen regenerativen Energiequellen ist eine genaue Prognostizierbarkeit der Energieproduktion, jedoch ist der gesamte Energieertrag durch die vor Ort vorhandenen Ressourcen oder Abfällen begrenzt. Bei Biomassekraftwerken wird in der Regel die Wärmeerzeugung priorisiert, während die Stromerzeugung eine untergeordnete Rolle spielt, dies ist auf die niedrige Stromkennzahl – Verhältnis des erzeugten Stroms zur thermischen Energie - von 0,2 bis 0,3 zurückzuführen.^{107 108}

Wie die Grafik zum deutschen Kraftwerk-Mix zeigt, ist in Deutschland die Infrastruktur für eine zentrale Energieerzeugung anhand von Biomasse noch wenig ausgebaut, so beträgt die Stromerzeugungskapazität von Biomassekraftwerken 11,5 Gigawatt, während die von nicht erneuerbaren Energien doppelt bis dreifach so hoch ist.¹⁰⁹

¹⁰⁷ Vgl. Valov, 2023, S.31-32.

¹⁰⁸ Vgl. Paschotta, 2011.

¹⁰⁹ Vgl. Janson, 2022.

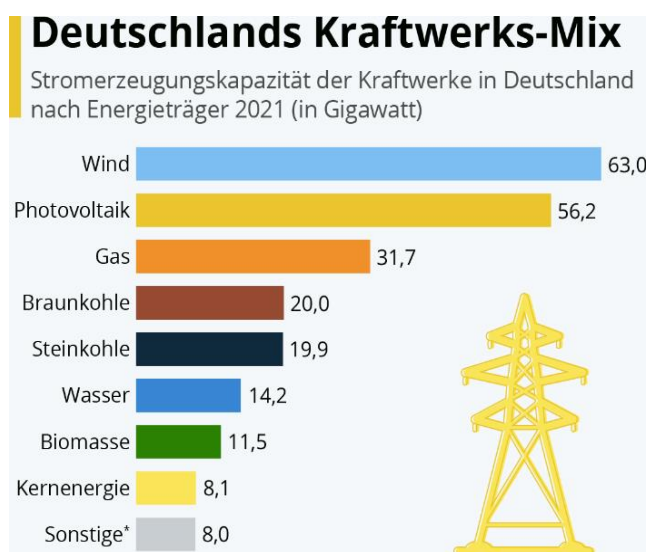


Abbildung 6: Deutschlands Kraftwerks-Mix. Quelle: Janson, 2022

Biomassekraftwerke

Biomassekraftwerke erzeugen Wärme durch die direkte Verbrennung von verschiedenen Biomassearten wie Stroh, Getreiden, landwirtschaftlichen Abfälle, Holz, Holzresten usw. Der Strom wird durch den Einsatz von Dampfturbinen erzeugt. Hierfür erfolgt der Energieumsatz in der Turbine indirekt, das heißt, die bei der Verbrennung entstandene thermische Energie wird aufs Arbeitsfluid (in dem Fall Wasser) übertragen. Nach dem Verdampfen vom Wasser wird die thermische Energie durch die Rotation der Turbinenschaufeln wiederum in kinetische Energie umgewandelt. Dies wird als Dampfkraftprozess bezeichnet, ein Kreisprozess, bei dem das Arbeitsmedium mehrmals umgewandelt wird, bis es wieder seinen Ausgangszustand erreicht, um den geschlossenen Prozess erneut anzufangen. In diesem Fall findet als erstes die Wärmezufuhr statt, die Verdampfung vom Medium erfolgt unter hohen Temperaturen und Druck, dabei entsteht Satt-dampf. Meistens wird zusätzlich ein Überhitzer benötigt, welcher die Temperatur vom Satt-dampf zusätzlich erhöht, um die Bildung von Wassertropfen zu vermeiden, da diese die Turbinenschaufeln schädigen könnten. In der Turbine wird der daraus entstehende Frischdampf mit Hilfe von den festen Leitschaufeln geführt, so dass er durch die mit dem Rotor verbundenen Laufschaufeln fließt und eine rotierende Bewegung erzeugt. Die kinetische Energie wird schließlich in elektrische Energie durch einen Generator umgewandelt. Im Anschluss wird die Wärme vom Arbeitsfluid in einem Kondensator abgeführt

und kann somit als Fernwärme genutzt werden. Das nun abgekühlte Mittel wird mit Hilfe einer Pumpe wieder dem Dampferzeuger zugeführt. ^{110 111}

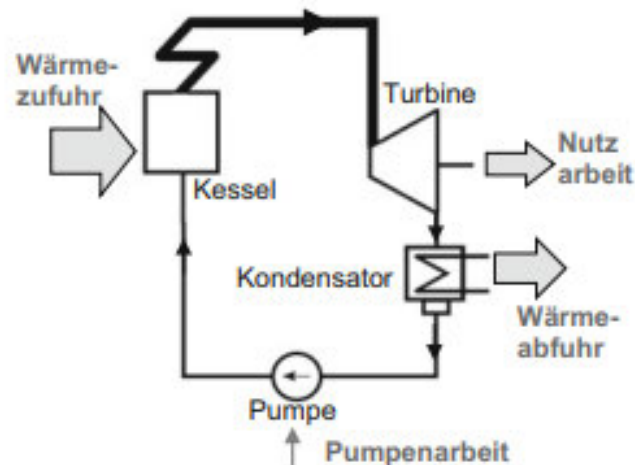


Abbildung 7: Kreislauf eines Kraftwerks mit Dampfturbinen. Quelle: Wiesche & Joos, 2018, S.32

Obwohl meistens die Wärmeerzeugung priorisiert wird, können Biomassekraftwerke sowohl wärme- als auch stromgeführt werden. Die elektrische Leistung der Generatoren beträgt zwischen 2 und 20 MW. Besonders wichtig ist, die Kraftwerke effizient zu platzieren, damit auch die Fernwärme mit geringen Verlusten die Haushalte erreichen kann. Dabei ist allerdings auch die Entfernung zur Biomassequelle zu berücksichtigen, um Kosten und Treibhausgasemissionen beim Transport möglichst zu reduzieren.¹¹²

Biogaskraftwerke

In Biogaskraftwerken wird nicht die Wärme vom Verbrennungsprozess genutzt, um Wasser zum Verdampfen zu bringen, sondern direkt Biogas als Medium für den Antrieb der Turbinen eingesetzt. Gasturbinen können daher in den meisten Fällen nur gasförmige oder flüssige Treibstoffe verwerten. Ein weiterer Unterschied gegenüber Dampfturbinen ist der offene Prozess zur Erzeugung von Energie.

Die allgemeine Funktionsweise von Gasturbinen lässt sich in mehreren Schritten zusammenfassen. Als erstes wird der Druck vom Brennstoff, in dem Fall Biogas, im Kompress-

¹¹⁰ Vgl. Wiesche & Joos, 2018, S.28-34.

¹¹¹ Vgl. Paschotta - Dampfturbine, 2010.

¹¹² Vgl. Valov, 2023, S.33.

vor stark erhöht, meistens bis auf 20 bar. Danach wird das Hochdruckgas in die Brennkammern geführt, wo die Temperatur erhöht wird. Je stärker der Temperaturanstieg, desto besser ist der Wirkungsgrad der Turbine, so dass im Optimalfall eine innovative Werkstoffauswahl Temperaturen bis zu 1500° C erlaubt, um den Wirkungsgrad bis zu 40% zu erhöhen. Die Konstruktion und Anordnung der Brennkammern können, je nach Anwendung, unterschiedlich sein. In großen europäischen Industrie- oder Kraftwerksturbinen handelt es sich in der Regel um Rohrförmige, seitliche Brennkammern, da sie sich für ihre einfache Instandhaltung und lange Lebensdauer auszeichnen.

Nach dem Temperaturanstieg in der Brennkammer gelangt das Gas in die Turbine und erzeugt, analog zum Prozess in der Dampfturbine, eine rotierende Bewegung durch den Antrieb der Schaufeln, welche anhand des Generators in elektrische Energie umgewandelt wird. Anschließend kann die Abwärme des Treibstoffes verwertet werden. Sie kann als Fernwärme für das Heizen eingesetzt werden, aber auch in ein Abhitzekegel für die Wasserdampferzeugung geführt werden. Hiermit lässt sich eine zweite Turbine, in dem Fall eine Dampfturbine, betreiben, um die Effizienz der Anlage erheblich zu steigern und eine optimale Energienutzung zu ermöglichen. Dieses System wird als Gas- und Dampf-Kombikraftwerk bezeichnet.^{113 114}

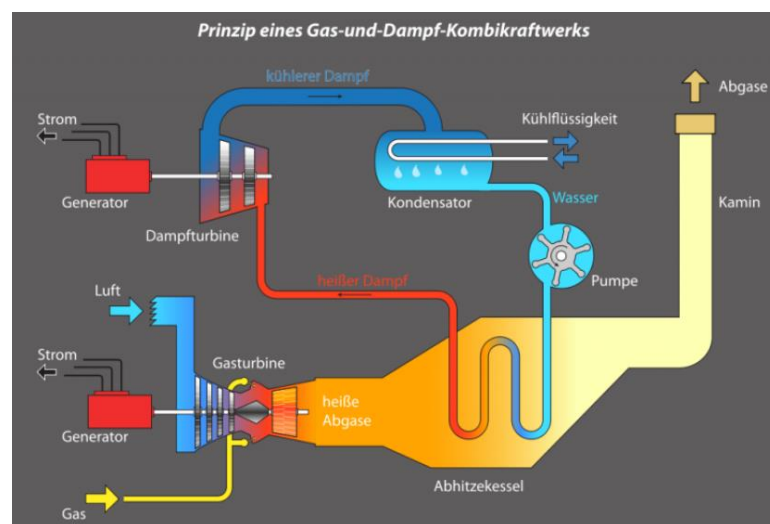


Abbildung 8: Funktionsweise eines Gas- und Dampf-Kombikraftwerks. Quelle: Simply Science, 2012

¹¹³ Vgl. Boyce, 2013, S.10-24.

¹¹⁴ Vgl. Paschotta - Gasturbine, 2010.

Die elektrische Leistung von Gasturbinen kann sehr unterschiedlich ausfallen und ist nur durch die Ressourcenverfügbarkeit begrenzt. Große Kraftwerke können bis zu 300MW generieren, während Mikro-Gasturbinen Leistungen von 30 bis 500kW besitzen. Es ist auch möglich, kleinere Biogaskraftwerke mit Gasmotoren zu betreiben, diese haben eine Leistung von 50kW bis 10MW, wobei für Leistungen von 5 bis 50MW Turbinen besser geeignet sind.^{115 116}

Ähnlich wie bei Gasturbinen, bietet sich die Errichtung solcher Anlagen in Orten an, die sich nah an einem landwirtschaftlichen Betrieb befinden, aber auch nicht weit von urbanen Gegenden, damit diese möglichst verlustfrei mit Wärme versorgt werden können. Oft werden deswegen kleine Biogas-Speicherkraftwerke direkt von Landwirten betrieben, die eine Leistung von mehreren hundert Kilowatt bis ca. 3 Megawatt haben.¹¹⁷

4.4.2.2 Dezentrale Blockheizkraftwerke

Dezentral können Gebäude auch mittels Kraft-Wärme-Kopplung mit Strom und Wärme versorgt werden. Hierfür werden sogenannte Blockheizkraftwerke (BHKW) verwendet. Blockheizkraftwerke können mit verschiedenen Motoren und Treibstoffen betrieben werden: Ottomotoren, Dieselmotoren und Stirlingmotoren. Man unterscheidet zusätzlich zwischen dem wärmegeführten und dem stromgeführten Betrieb.

Der wärmegeführte Betrieb findet vor allem in der Nahwärmeversorgung seine Anwendung und deckt in erster Linie den Wärmebedarf des Gebäudes ab, der zusätzlich produzierte Strom kann sowohl direkt im Haushalt genutzt werden als auch ins Stromnetz eingespeist werden. Stromgeführte BHKWs sind aktuell nicht so weit verbreitet wie wärmegeführte, sind jedoch relevant, wenn ein besonders hoher Bedarf an Strom besteht.

¹¹⁸

Folgende Abbildung liefert eine schematische Darstellung des Aufbaus eines BHKW:

¹¹⁵ Vgl. Paschotta - Gasturbine, 2010.

¹¹⁶ Vgl. Valov, 2023, S.34.

¹¹⁷ Vgl. FNR – Biogas-Speicherkraftwerke, 2023.

¹¹⁸ Vgl. Absolute Dynamics, 2022.

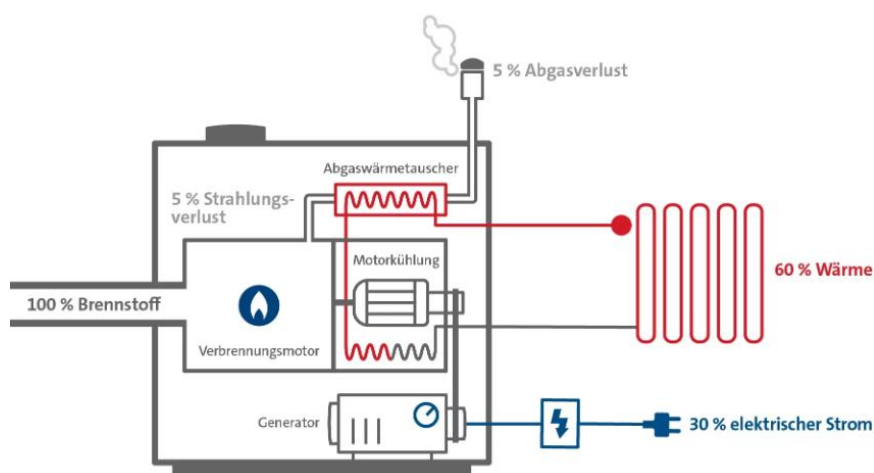


Abbildung 9: Schematische Darstellung eines BHKW. Quelle: Flüssiggas, 2021.

Bei allen BHKWs wird durch die Verbrennungskraftmaschine ein Generator angetrieben, welcher die kinetische Energie des Motors in elektrische Energie umwandelt. Dabei kann die entstehende Abwärme auf zwei verschiedenen Wegen genutzt werden. Auf der einen Seite kann im Falle einer Wasserkühlung des Motors, das erwärmte Wasser direkt zum Heizen verwendet werden. Auf der anderen Seite besteht die Möglichkeit, die erzeugten Abgase zur Warmwasseraufbereitung mittels eines Wärmetauschers zu nutzen. In beiden Fällen können somit Wärmeverluste minimiert werden, während eine Stromeinsparung stattfindet. Aktuell werden BHKWs in den meisten Fällen als zusätzliche Energiequelle eingesetzt, ihr Einbau im Rahmen einer Sanierung bringt einige technische Herausforderungen mit sich. Grundsätzlich können sie parallel zum Hauptheizkessel als auch in Reihenschaltung eingebaut werden. Bei der ersteren Variante wird der Rücklauf des BHKW dem Netzurücklauf entnommen und bietet sich daher für die Ergänzung von Anlagen mit niedriger Rücklauftemperatur (Brennwertkessel) an. Bei der Reihenschaltung heizt der Kessel wiederum nur bei Bedarf nach. ¹¹⁹

Mit Biotreibstoffen können sowohl BHKWs mit Ottomotoren als auch mit Dieselmotoren betrieben werden.

¹¹⁹ Vgl. Ing. Büro Junge, 2009.

Blockheizkraftwerken mit Ottomotoren

Flüssige Biokraftstoffe wie Bioethanol können in reiner Form (E100) oder als Beimischung in fossilen Brennstoffen (beispielsweise E85, mit 85% Bioethanol) in BHKWs verwendet werden. Hierfür ist allerdings eine Umrüstung des Motors notwendig, da der Energiegehalt vom Alkohol geringer als der von Mineralölderivaten wie Benzin ist. Daher empfiehlt sich eine Erhöhung der Menge und Einspritzzeit des Kraftstoffs, was zu einem höheren Verbrauch führt. Dazu müssen die weiteren Komponenten im Kraftstoffkreislauf ethanolbeständig sein, um Schäden zu vermeiden.^{120 121}

Ottomotoren in BHKWs können auch mit Biogas oder Biomethan betrieben werden, diese werden jedoch öfter in größerer Skala direkt in den Biogasanlagen integriert, dabei kann das erzeugte Biogas direkt genutzt werden, ohne Transportkosten oder -Emissionen zu verursachen. Der thermische Wirkungsgrad beträgt bei diesen Anlagen ca. 34 bis 55%, da sowohl aus den entstehenden Abgasen als auch aus dem Kühlkreislauf des Motors thermische Energie gewonnen werden kann. Diese Nutzung der Abwärme steigert den Gesamtwirkungsgrad auf bis zu 90%.

Idealerweise kann ein Anteil -zwischen 20 und 40%- der Abwärme bereits direkt in der Biogasanlage zur Erwärmung des Fermenters in der kälteren Jahreszeit verwendet werden. Der restliche Anteil bietet sich zum Heizen umliegender Gebäude an. Jedoch wird das in der Praxis selten effizient umgesetzt: nur 36% der Biogasanlagen mit BHKWs verwerten die Wärme direkt vor Ort. In Deutschland gibt es bereits über 9500 solcher Biogas-BHKWs. Die Preise pro Kilowattstunde schwanken dabei stark mit einem Mittelwert von 2,6 Cent/ kWh und Höchstwerten von bis zu 9 Cent/ kWh^{122 123}

Blockheizkraftwerke mit Dieselmotoren

Blockheizkraftwerke mit Dieselmotoren können mit Pflanzenölkraftstoff betrieben werden. Trotz der hohen Kraftstoffpreise steigt die Wirtschaftlichkeit durch den hohen

¹²⁰ Vgl. Lauter, 2013.

¹²¹ Vgl. Kfz Net, 2016.

¹²² Vgl. Stan, 2024, S.161-162.

¹²³ Vgl. FNR – Wärme, o.J.

Wirkungsgrad von ca. 80%. Diese Anlagen können sich somit, im Vergleich zu reinen Pflanzenöl-Heizungen, in bestimmten Fällen als rentabel erweisen.¹²⁴ BHKWs mit herkömmlichen Diesel-Motoren können jedoch nicht ohne Umrüstung mit reinem Pflanzenöl betrieben werden, da ein Kaltstart durch die hohe Viskosität bei niedrigen Temperaturen erschwert wird. Allerdings muss die Vorwärmung kontrolliert erfolgen, um eine Verharzung des Kraftstoffs zu vermeiden. Da das vorgewärmte Öl vorgealtert ist, muss dieses möglichst schnell verbraucht werden. Aus dem Grund empfiehlt sich für die Umrüstung eine direkte Rückführeinrichtung des Pflanzenöls direkt in den Kraftstoffvorlauf anstatt in den Tank. Zusätzlich sollen die Teile, die sich in direktem Kontakt mit dem Kraftstoff befinden (Dichtungen, Leitungen, Einspritzpumpen usw.), pflanzenölbeständig sein.¹²⁵ Außerdem muss Pflanzenöl, das für die Energieerzeugung genutzt wird, oft zusätzlich besteuert werden, wenn dieses nicht direkt in einer dafür vorgesehenen Tankstelle erworben wird.¹²⁶

Diesel-BHKWs können wiederum mit Biodiesel betrieben werden, ohne dass eine Umrüstung notwendig ist, dies erspart Aufwand und Kosten.¹²⁷

5 Wirtschaftlichkeit von Biokraftstoffen im Gebäudesektor

Wie bereits erwähnt, ist die Umrüstung oder der Neueinbau eines Wärmeerzeugers, der mit Biokraftstoffen wie Pflanzenöl, Biodiesel oder Biogas bzw. Biomethan betrieben werden kann, nach dem jetzigen Stand der Technik nicht wirtschaftlich, da nicht nur die Anschaffungskosten meistens hoch sind, sondern auch der Preis pro Liter von den regenerativen Energieträgern oft den von fossilen Brennstoffen überschreitet. Aus diesem Grund ist eine Wirtschaftlichkeitsberechnung der reinen Heiztechnik mit Biotreibstoffen aus einer rein finanziellen Sicht noch nicht sinnvoll. Der Hauptgrund einer Umrüstung

¹²⁴ Vgl. FNR – Pflanzenöl-BHKW, o.J.

¹²⁵ Vgl. Thuneke und Remmele, 2002, S. 11 -14.

¹²⁶ Vgl. Zinke, 2024.

¹²⁷ Vgl. Neue Energie Technik, o.J.

stellt in dem Fall die Einsparung von Treibhausgasemissionen und Schonung der fossilen Reserven dar.

Eine mögliche Ausnahme bilden jedoch BHKWs, da diese durch das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung die Effizienz des Ressourceneinsatzes steigern und, durch Einspeisung von Strom in das öffentliche Netz, Erträge generieren können. Folgende Berechnungen anhand einer selbsterstellten Berechnungsmatrix sollen -unter Berücksichtigung verschiedener Förderungen und finanzieller Anreize- die potenzielle Wirtschaftlichkeit von zwei weit verbreiteten Einsatzmöglichkeiten von BHKWs im Allgemeinen und durch konkrete Beispiele betrachten. Hierfür wird der Betrieb eines Biomethan-BHKW in Kombination mit einem herkömmlichen Erdgaskessel und die Nutzung eines kleineren Pflanzenöl- oder Biomethan - BHKW zur Ergänzung einer Wärmepumpe analysiert.

5.1 Beispielrechnung: Wirtschaftlichkeit von einem Biomethan-BHKW in Kombination mit einem Erdgaskessel

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung einer konkreten Anlage spielen diverse Faktoren eine Entscheidende Rolle:

5.1.1 Objektbezogene Daten

Hierfür wird die Beispielrechnung für das Hochschulgebäude „Haus 7: Grunert-de-Jácome-Bau“ mit den von der Hochschule bereitgestellten Daten durchgeführt.¹²⁸

1. Jahreswärmebedarf (2018): 362.000 kWh.
2. Jahresstrombedarf (2018) 255.666 kWh.
3. Geplante Betriebsstunden des BHKW: dieser Wert kann, je nach Art des Gebäudes und Betriebs, sehr stark schwanken. Bei Immobilien mit einer geringen Auslastung und einem niedrigen Wärmebedarf ist die Anzahl der Betriebsstunden geringer. Verschiedene Literaturquellen rechnen mit Erfahrungswerten oder mit einem Pauschalwert von ca. 6000 Betriebsstunden pro Jahr.^{129 130}

¹²⁸ Siehe Anhang A.

¹²⁹ Vgl. ASUE, 2010, S.36-44.

¹³⁰ Vgl. Sokratherm, S.2., o.J.

In dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung soll jedoch der optimale Wert – je nach Einzelfall – ausgerechnet werden, um eine realistische und vergleichbare Wirtschaftlichkeitsangabe zu erhalten.

5.1.2 BHKW-bezogene Daten

BHKW-spezifische Kenngrößen: Für Gebäude mit dem Wärmebedarf empfehlen sich BHKWs mit einer elektrischen Leistung über 50 kW.¹³¹ Hierfür wurde beispielsweise das Fabrikat et064 EG MA von Enertec als Referenz ausgesucht.¹³²

Auf die Optimale Leistung, bei ausreichender Deckung des Bedarfs, soll nach der Berechnung der Optimalen Betriebsdauer eingegangen werden, um die Anschaffungskosten zu minimieren. Moderne BHKWs können, wie bereits beschrieben, problemlos mit Biomethan betrieben werden.¹³³

Kurzübersicht (Netzparallel)	Wert	Einheit
Leistung (el.) ¹⁾	64	kW
Leistung (th.) gesamt ²⁾	94	kW
Leistung (th.) Kühlwasser Motor	61	kW
Leistung (th.) Abgas	33	kW
Energieeinsatz ³⁾	177	kW
Gasverbrauch (Hu=10,0 kW/Nm ³)	17,7	Nm ³ /h
Wirkungsgrad (el.)	36,16%	%
Wirkungsgrad (th.)	53,11%	%
Gesamtwirkungsgrad	89,27%	%

Tabelle 5: Datenblatt vom Gas-BHKW et064 EG MA. Quelle: Enertec, 2013

Die Investitionskosten variieren je nach Leistung stark und betragen etwa 1.700 Euro pro kW (el) bei einem BHKW mit einer vergleichbaren Leistung¹³⁴, somit kann man von ungefähr 70.400 Euro ausgehen. Dies macht nach dem unten abgebildeten Diagramm allerdings nur ca. 59% der Gesamtinvestition aus, wenn man Kosten für Planung, Montage, Zubehör usw. dazurechnet, beträgt der Gesamtpreis ca. 119.322,03 Euro.

¹³¹ Vgl. Sense Electra, 2020.

¹³² Vgl. Enertec, 2013.

¹³³ Vgl. Erdgas Südwest, 2023

¹³⁴ Vgl. Heizsparer, 2011.

Aufteilung der für eine BHKW-Anlage erforderlichen Investitionen
in Prozent, Praxisbeispiel Krankenhaus, insgesamt 320 T €

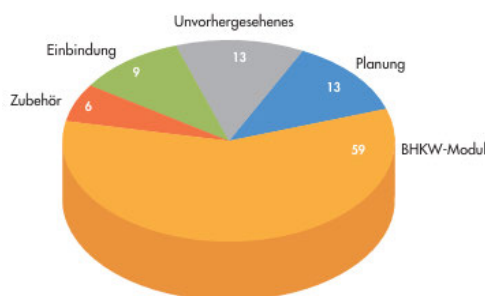


Abb. 14

Abbildung 10: Zusammensetzung der Investitionskosten für ein BHKW. Quelle: ASUE, 2010, S.34

Hinzu kommt eine Jährliche Wartung in Höhe von ca. 0,015€/ kWh.¹³⁵

5.1.3 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Kenngrößen

1. Brennstoffpreis: Der aktuelle Erdgaspreis liegt bei ca. 8 Cent/ kWh¹³⁶ während der Preis von Biomethan, je nach Ursprung, ungefähr 12 Cent/kWh beträgt.¹³⁷
2. Stromkosten: Der aktuelle Strompreis pro kWh beträgt 26 Cent/ kWh¹³⁸
3. Steuerrückerstattung: Bei Nutzung eines Biogas- bzw. Biomethan-BHKW wird die gesetzlich festgelegte Energiesteuer in Höhe von 0,55 Cent/ kWh rückerstattet¹³⁹
4. Vergütung KWKG: Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz fördert die Erzeugung von Strom mit BHKWs, da diese Technologie besonders effizient ist, in dem sie die Energieverluste minimiert, die normalerweise bei der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme entstehen. Die Vergütung liegt bei 3 Cent/ kWh bei Eigenutzung des Stroms und 6 Cent/ kWh bei Einspeisung ins öffentliche Stromnetz für Anlagen mit mehr als 50kW Leistung. Hierbei sind bis zu 30.000 Betriebsstunden pro Jahr Förderfähig¹⁴⁰
5. Vermiedene Netzentgelte: Diese werden an Betreiber von dezentralen Stromerzeugungsanlagen (z. B. Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke, Windkraftan-

¹³⁵ Vgl. ASUE, 2010, S.34.

¹³⁶ Vgl. Schäfers - Gaspreise, 2024.

¹³⁷ Vgl. Agriportance, 2023.

¹³⁸ Vgl. Schäfers - Strompreise, 2024.

¹³⁹ Vgl. Märkel – BHKW: Energiesteuer und Stromsteuer rückerstatten, 2023.

¹⁴⁰ Vgl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2024.

lagen) gezahlt, wenn der erzeugte Strom nicht über das überregionale Übertragungsnetz, sondern direkt vor Ort ins Verteilnetz eingespeist wird. Die Höhe schwankt, abhängig davon, auf welcher Spannungsebene eingespeist wird. In dem Fall wird ein Wert von 0,36 Cent/ kWh (Niederspannungsebene) angenommen.¹⁴¹

5.1.4 Betriebsdauer: t

Die optimale Betriebsdauer (t) eines BHKW zu bestimmen ist komplex, da zahlreiche, fallabhängige Variablen eine Rolle spielen. Eine optimale Betriebsdauer ist jedoch unerlässlich, um die Wirtschaftlichkeit zu optimieren. Die Gesamtkostenfunktion eines BHKW im Zusammenspiel mit einem herkömmlichen Erdgaskessel lässt sich allgemein wie folgt abbilden:

- **Kosten:** $K = \text{Brennstoffeinsatz}_{\text{BHKW}} \cdot t \cdot \text{Preis}_{\text{Brennstoff}_{\text{BHKW}}} + (\text{Wärmebedarf} - \text{Leistung}_{\text{BHKW}_{\text{thermisch}}}) \cdot t \cdot \text{Preis}_{\text{Erdgas}} + (\text{Strombedarf} - \text{Leistung}_{\text{BHKW}_{\text{elektrisch}}}) \cdot t + \text{Preis}_{\text{Wartung}_{\text{BHKW}}}$
- **Erträge:** $E = \text{Steuerrückzahlung}(\text{Brennstoffeinsatz}_{\text{BHKW}} \cdot t) + (\text{Leistung}_{\text{BHKW}_{\text{elektrisch}}} \cdot t; \text{jedoch max.} = \text{Strombedarf}) \cdot \text{Ertrag}_{\text{el Eigennutzung}} + (\text{Leistung}_{\text{BHKW}_{\text{elektrisch}}} \cdot t - \text{Strombedarf}) \cdot \text{Ertrag}_{\text{Einspeisung}} + \text{Vermiedene Netzentgelte}$
- **Gesamtkosten:** $G_k = K - E$

Zur Vereinfachung der Gleichung werden die aktuellen wirtschaftlichen Daten eingesetzt und die Verschiedenen konstanten (welche vom konkreten Objekt und BHKW abhängen) nach Buchstaben benannt:

- Brennstoffeinsatz des BHKW: a
- Leistung $\text{BHKW}_{\text{thermisch}}$: b
- Leistung $\text{BHKW}_{\text{elektrisch}}$: c
- Zu deckender Wärmebedarf: T
- Zu deckender Strombedarf: E

¹⁴¹ Vgl. Bundesnetzagentur, 2024.

- Betriebsdauer in Stunden: t
- Wartungskosten pro kWh: 0,0075€
- Preis kWh Erdgas: 0,08 €
- Preis kWh Biomethan: 0,12 €
- Preis kWh aus dem Stromnetz: 0,26€
- Steuerrückerstattung Biogas pro kWh: 0,0055€
- Vergütung bei Stromerzeugung für Eigennutzung: 0,03€
- Vergütung bei Stromerzeugung für Einspeisung: 0,06 €
- Vermiedene Netzentgelte: 0,0036 €

Die Funktion der Kosten ist davon abhängig, ob weder Wärme (T)- noch Strombedarf(E) mit dem BHKW gedeckt werden, ob nur einer davon gedeckt wird oder ob beide gedeckt werden und dabei überschüssige Wärme oder Strom entstehen. Hierfür sind folgende Faktoren in der Allgemeinen Gleichung zu berücksichtigen:

- Wenn $(T-bt)=0$ ist der Wärmebedarf gedeckt; das bedeutet für Betriebsdauer $t=T/b$, T/b wird k genannt
- Für $(E-ct)=0$ ist der Strombedarf gedeckt, also bei einer Betriebsdauer $t=E/c$, genannt k'

Anhand dieser Möglichkeiten kann eine Fallunterscheidung der Zusammensetzung der Kosten- und Erträge dargestellt werden, um eine zusammengesetzte Funktion der Gesamtkosten abzubilden.

5.1.4.1 FALL 1: $k > k'$; elektrischer Bedarf als erstes gedeckt

- a) $0 < t < k'$; Wärme- und Strombedarf nicht gänzlich gedeckt; kein überschüssiger Strom für die Einspeisung.

$$G_k = 0,12at + 0,08(T-bt) + 0,26(E-ct) + 0,0075at - (0,0055at + 0,03ct)$$

$$= t(0,122a - 0,08b - 0,29c) + 0,08T + 0,26E$$

Die Steigung der Funktion G_k ist für den Definitionsbereich im Normalfall negativ, da meistens $b=2/3a$ und $c=1/3a$, so ist $G' = [(0,122a - 0,008(2/3a) - 0,26(1/3a))]$
 $=$
 $= -0,018a$ und somit < 0

Daher lässt sich sagen, dass das Minimum bei $t \rightarrow k'$ erreicht wird, die Funktion sinkt mit steigender Betriebszeit bis zu diesem Punkt.

- b) $k' \leq t < k$; Der Strombedarf ist gedeckt und generiert ab $t > k'$ einen Überschuss, der Wärmebedarf wird nicht vollständig gedeckt

$$G_k = 0,12at + 0,08(T - bt) + 0,0075at - (0,0055at + 0,03E + 0,06(ct - E) + 0,0036(ct - E))$$

$$= t(0,122a - 0,08b - 0,0636c) + 0,08T + 0,0336E$$

Wenn man wieder annimmt dass $b = 2/3a$ und $c = 1/3a$; $G'_k = [0,122a - 0,08(2/3a) - 0,0636(1/3a)] = \underline{0,047a > 0}$

Dies bedeutet, die Kosten steigen mit steigender Betriebszeit (t), somit bleibt sie das Minimum bei $t = k'$ bestehen.

- c) $t \geq k$; der komplette Bedarf ist gedeckt

$$G_k = 0,12at + 0,0075at - (0,0055at + 0,03E + 0,06(ct - E) + 0,0036(ct - E))$$

$$= t(0,122a - 0,0636c) + 0,0336E$$

Unter erneuter Annahme des Verhältnisses von b und c zu a lässt sich Ableitung folgendermaßen notieren: $G'_k = [0,122a - 0,0636(1/3a)] = \underline{0,1a > 0}$

In dem Fall ist nicht nur die Steigung weiterhin positiv, sondern auch größer als beim vorherigen Definitionsbereich der Kostenfunktion. Aus dem Grund erhöhen sich auch in dem Fall die Kosten mit steigender Betriebszeit.

Das Minimum der Kosten wurde bei $t = k'$ erreicht, das bedeutet, bei der Dauer, die den Strombedarf genau deckt.

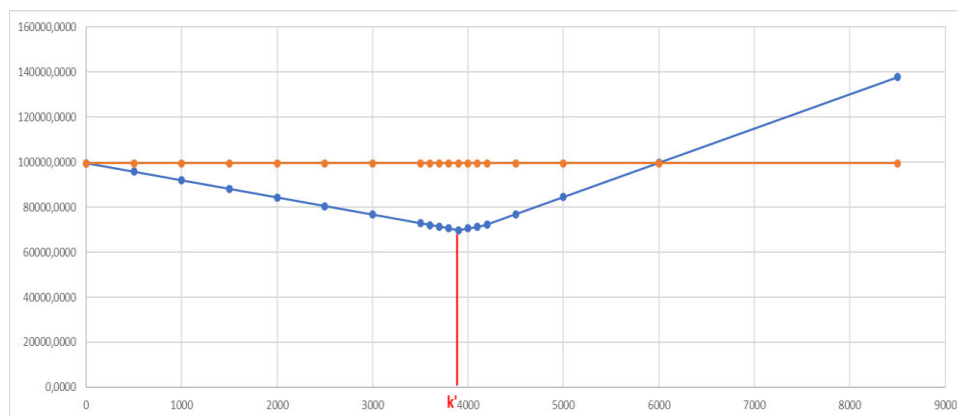


Abbildung 11: Kostenverlauf abhängig von der Betriebsdauer des BHKW für $k > k'$

5.1.4.2 FALL 2: $k' > k$; thermischer Bedarf als erstes gedeckt

- a) $0 < t < k$; Wärme- und Strombedarf nicht gänzlich gedeckt; kein überschüssiger Strom für die Einspeisung.

$$G_k = 0,12at + 0,08(T - bt) + 0,26(E - ct) + 0,0075at - (0,0055at + 0,03ct)$$

$$= t(0,122a - 0,08b - 0,29c) + 0,08T + 0,26E$$

Die Steigung der Funktion G_k ist für den Definitionsbereich, analog zu Fall 1, negativ, da $b = 2/3a$ und $c = 1/3a$, so ist $G' = [0,122a - 0,008(2/3a) - 0,26*(1/3a)] = -0,018a$ und somit < 0

Das Minimum wird in dem Fall bei $t \rightarrow k$ erreicht.

- b) $k \leq t < k'$; Der Wärmebedarf ist gedeckt und generiert ab $t > k'$ einen Überschuss, der ungenutzt bleibt. Es wird keine Stromeinspeisung erzeugt.

$$G_k = 0,12at + 0,26(E - ct) + 0,0075at - (0,0055at + 0,03ct)$$

$$= t(0,122a - 0,29c) + 0,26E$$

Wenn man wieder annimmt, dass $b = 2/3a$ und $c = 1/3a$;

$$G' = [0,122a - 0,29(1/3a)] = 0,025a > 0$$

Dies bedeutet, die Kosten steigen mit steigender Betriebszeit (t) ab $t = k$, somit erreichen sie das Minimum bereits bei $t = k$.

- c) $t \geq k'$; der komplette Bedarf ist gedeckt

$$G_k = 0,12at + 0,0075at - (0,0055at + 0,03E + 0,06(ct - E) + 0,0036(ct - E))$$

$$= t(0,122a - 0,0636c) + 0,0336E$$

Unter erneuter Annahme des Verhältnisses von b und c zu a lässt sich Ableitung folgendermaßen notieren: $G_k' = [0,122a - 0,0636(1/3a)] = 0,1a > 0$

Dies zeigt, dass auch hier die Kosten bei einer Betriebsdauer, die den Wärme- und Strombedarf deckt, sich mit steigender Betriebszeit auch stetig erhöhen und kein weiteres Minimum zeigen.

Bei $k' > k$ liegt der Punkt, an dem die Kosten den geringsten Wert erreichen, bei einer Betriebsdauer von $t = k$

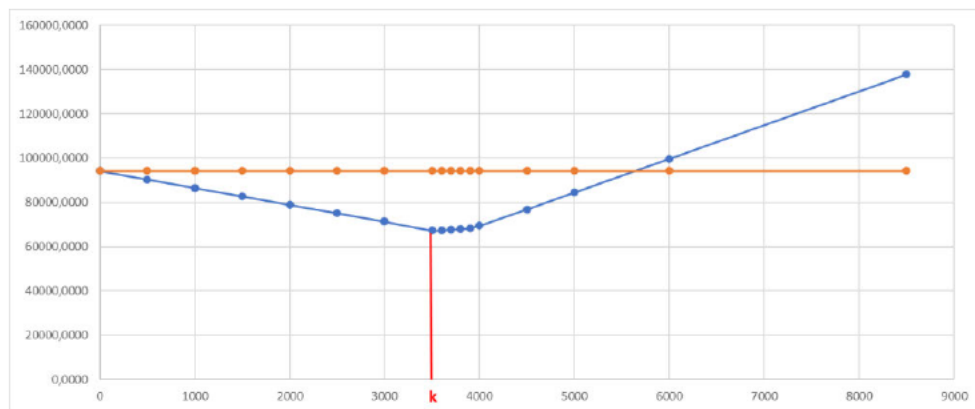


Abbildung 12: Kostenverlauf abhängig von der Betriebsdauer des BHKW für $k' > k$

5.1.5 Kosten für Strom und Wärmeerzeugung ohne BHKW

Die Kosten ohne Biogas BHKW lassen sich relativ einfach berechnen, da keine Kraft-Wärme-Kopplung stattfindet.

$$\text{Kosten für Wärme} = T * 0,08 / \text{kWh}_{\text{Erdgas}}$$

$$\text{Kosten für Strom} = E * 0,26 / \text{kWh}_{\text{Stromnetz}}$$

5.1.6 Wirtschaftlichkeit und Amortisationsdauer

Für die allgemeine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wird folgende Berechnungsmatrix angewendet. Diese stellt die jährlichen Gesamtkosten des BHKW (errechnet anhand der oben beschriebenen Formeln) den Kosten mit einem herkömmlichen Erdgasheizkessel und Netzstrom gegenüber.

Objektdaten

Jahreswärmebedarf	362.000	kWh
Jahresstrombedarf	255.666	kWh
k	3.851,06	
k'	3.994,78	

Daten BHKW

Thermische Leistung	94	kW
Elektrische Leistung	64	kW
Brennstoffeinsatz	177	kW
Geplante Betriebsstunden	3.851,06	h/a
Investitionskosten pro kW(el)	1.700	€/ kWh(el)
Investitionskosten für die Anlage (59%)	70.400	€
Gesamtinvestition (100%)	119.322,03	€
Wartungskosten je kWh	0,0075	€/kWh

Daten Kessel

Wirkungsgrad	0,9
--------------	-----

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Brennstoffpreis Kessel mit Erdgasbetrieb	0,08	€/kWh
Brennstoffpreis Kessel mit Biomethan	0,107	€/kWh
Brennstoffpreis BHKW	0,107	€/kWh
Stromkosten	0,26	€/kWh
Steuer	0,0055	€/kWh
Vergütung KWKG Eigenverbrauch	0,03	€/kWh
Vergütung KWKG Einspeisung	0,06	€/kWh
Vermiedene Netzentgelte	0,0036	€/kWh

Tabelle 6: Berechnungsmatrix für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eines Biomethan-BHKW: Rahmenbedingungen.

* Die Werte in den weißen Zellen werden aus der Angabe in den rosa gekennzeichneten Zellen errechnet

	Bestand		BHKW + Kessel		Gesamt BHKW+Kessel
	Kessel (Erdgas)		BHKW	Kessel	
Erzeugte Wärmearbeit in kWh	362.000,00		362.000,00	-	362.000,00
Erzeugter Strom in kWh	-		246.468,09	-	246.468,09
Gesamt Eigenbedarf in kWh	-		246.468,09	-	246.468,09
Gesamt Einspeisung in kWh	-		-	-	-
Notweniger Netzstrom in kWh	255.666,00		9.197,91	-	9.197,91
Brennstoffeinsatz in kWh	402.222,22		681.638,30	-	-
Kapitalgebundene Kosten					
Kapitalkosten	-		-	-	-
Verbrauchsgebundene Kosten					
Brennstoffkosten in €	32.177,78		72.935,30	-	72.935,30
Stromkosten Netzbezug in €	66.473,16		2.391,46	-	2.391,46
Wartungskosten in €	-		5.112,29	-	5.112,29
Kosten	98.650,94		80.439,04	-	80.439,04
Erträge					
Zuschuss					
Erstattung Energiesteuer Brennstoff			3.749,01		
Vergütung KWKG Eigenverbrauch			7.394,04		
Vergütung KWKG Einspeisung			-		
Vermiedene Netzentgelte			-		
Erträge			11.143,05		

Gesamtkosten jährlich Kessel	98.650,94
Gesamtkosten jährlich BHKW +Kessel (Gk)	69.295,99
Jährliche Ersparnis gegenüber Erdgas	29.354,95

Investitionskosten	119.322,03
BEG Grundförderung	35.796,61
Investitionskosten nach Förderprogramm	83.525,42

Amortisationsdauer (Jahre) 2,85

Tabelle 7: Berechnungsmatrix für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eines Biomethan-BHKW: Kosten, Ersparnis und Amortisation.

Mit einer Jährlichen Ersparnis von 29.354,95 € trotz des höheren Kraftstoffpreises von Biomethan fällt die Bilanz auf dem ersten Blick sehr positiv aus. Mit Geltung der Bundesförderung für effiziente Gebäude und entsprechender Deckung von 30% der Investitionskosten (da dieser Betrag nicht die Höchstgrenze von Nichtwohngebäuden dieser Größe überschreitet) lässt sich eine Amortisationsdauer von knapp unter drei Jahren erreichen.

In dem Fall wurde, aufgrund der vielfältigen Finanzierungsmöglichkeiten, von 100% Eigenkapital ausgegangen. Im Fall einer Finanzierung fallen jährlich weitere Kapitalkosten an, deren Höhe vom Anteil an Fremdkapital und vom entsprechenden Zinssatz abhängt.

Beispielsweise verursacht eine Finanzierung mit 70% Fremdkapital und einer Laufzeit von 10 Jahren, wenn man mit dem Zinssatz des KfW Kredits Nr. 263 für Nichtwohngebäude (0,41% p.a.), nur einen Jährlichen Mehraufwand von 121,68€. ¹⁴² Geht man wiederum von hohen Kreditzinsen (7,5%) aus, steigen die Kosten um 2.481,5€ jährlich. ¹⁴³

¹⁴² Vgl. KfW, Nichtwohngebäude-Kredit, o.J.

¹⁴³ Vgl. Renger, 2024.

Die Amortisationsdauer würde sich in dem Fall auf 3,11 Jahre verlängern. Wenn man von einer Lebensdauer der Anlage von 10 bis 15 Jahren, jedoch auch möglicherweise über 20 Jahren, ausgeht, ist das ein sehr guter Wert.¹⁴⁴

5.1.7 Grenzen der Berechnung

In der Literatur finden sich oft Wirtschaftlichkeitsberechnungen, die auf Jahresverbrauchszahlen basieren. Dies liefert einen guten Richtwert, wenn der Wärme- und Strombedarf über das gesamte Jahr relativ konstant bleibt.^{145 146 147} Dies trifft in speziellen Gebäuden wie Industriebetriebe, Schwimmhallen oder Krankenhäuser teilweise zu, ist in den meisten Immobilien allerdings nicht der Fall.

Im bisher betrachteten Beispiel, genauso wie in einem üblichen Wohnhaus, bleibt der Stromverbrauch größtenteils konstant, während der Wärmebedarf während der Wintermonate deutlich höher ist. Dieser Aspekt führt zu einer Verfälschung der Rechnung, da an den meisten Wintertage bei Deckung des Wärmebedarfs deutlich mehr Strom entsteht, als tatsächlich verbraucht oder gespeichert werden kann. Im Beispiel wird das BHKW im gesamten Jahr Wärmegeführt, da in der Gesamtbilanz $k < k'$, so dass als erstes der Wärmebedarf gedeckt wird, und somit die Kosten möglichst gesenkt werden. Dabei wird ausgegangen, dass der generierte Strom einen hohen Anteil des Jahresverbrauchs deckt (in dem Fall 224.321,36 von insgesamt 249.600 kWh). Dieser Strom wird jedoch größtenteils in den sehr kalten Monaten – neben der hohen Wärmemenge - erzeugt und kann nicht langfristig gespeichert und gleichmäßig über das ganze Jahr verteilt werden, die Erträge aus der Einspeisung sind deutlich geringer als der Preis pro kWh Strom, der im Sommer gezahlt werden muss, um diese Differenz auszugleichen.

Folgende Tabelle zeigt die tatsächliche Menge an Strom, die monatlich (im Rahmen der Deckung des gesamten Wärmebedarfs) erzeugt wird, jedoch nicht direkt vor Ort genutzt werden kann:

¹⁴⁴ Vgl. BHKW-Infozentrum, 2016.

¹⁴⁵ Vgl. BHKW-Berater, o.J.

¹⁴⁶ Vgl. Märkel – BHKW Wirtschaftlichkeit, 2023.

¹⁴⁷ Vgl. Hoffmann, 2013.

	Wärmebedarf (kWh)	Strombedarf (kWh)	Betriebszeit zur Deckung vom Wärmebedarf (h)	Erzeugter Strom (kWh)	Überschüssiger Strom (kWh)
Januar	62.000,00	22.403,00	659,57	42.212,77	19.809,77
Februar	71.500,00	22.403,00	760,64	48.680,85	26.277,85
März	68.200,00	22.403,00	725,53	46.434,04	24.031,04
April	14.100,00	20.163,00	150,00	9.600,00	
Mai	8.700,00	20.163,00	92,55	5.923,40	
Juni	1.000,00	20.163,00	10,64	680,85	
Juli	400,00	20.163,00	4,26	272,34	
August	1.100,00	20.163,00	11,70	748,94	
September	10.800,00	20.163,00	114,89	7.353,19	
Oktober	22.500,00	22.493,00	239,36	15.319,15	
November	48.000,00	22.493,00	510,64	32.680,85	10.187,85
Dezember	53.700,00	22.493,00	571,28	36.561,70	14.068,70
Gesamt	362.000,00	255.666,00	3.851,06	246.468,09	94.375,21

Tabelle 8: Berechnung von der jährlich ungenutzten Strommenge

So sieht man bei einer monatsweisen Einteilung mit den von der Hochschule bereitgestellten Daten, dass zwar der wärmegeführte Betrieb in 5 Monaten einen Stromüberschuss von 94.375,22 kWh verursacht, welcher nur 0,06€/kWh bei Einspeisung generiert, und mit einem Preis von 0,26€/kWh in den nächsten Monaten zusätzlich kompensiert werden muss. Es wird pauschal von 10% mehr Strombedarf aufgrund weniger Sonnenstunden im Winter ausgegangen. Somit werden statt 246.468,09 kWh nur 152.092,87 kWh des Jahresbedarfs wirklich gedeckt. Dies bringt Mehrkosten in Höhe von 18.875,04 €/Jahr mit sich.

Gesamtkosten jährlich Kessel	98.650,94 €
Gesamtkosten jährlich BHKW +Kessel (G _v)	69.295,99 €
Mehrkosten extra Strom	18.875,05 €
Jährliche Ersparnis gegenüber Erdgas	10.479,90 €
Investitionskosten	119.322,03 €
BEG Grundförderung	35.796,61 €
Investitionskosten nach Förderprogramm	83.525,42 €

Amortisationsdauer (Jahre) 7,97

Tabelle 9: Mehrkosten und Amortisationsdauer durch ungenutzte Strommenge

Durch diese entstehenden Mehrkosten, welche in einer Jahresrechnung nicht auffallen, erhöht sich die Amortisationsdauer erheblich.

Um die Kosten zu senken, müssen sie anhand der bei Punkt 5.2.1.4. beschriebenen Gleichungen optimiert werden, und als Betriebszeit der Anlage wie folgt gewählt werden:

	Wärmebedarf (kWh)	Strombedarf (kWh)	K	K'	Ideale Betriebsdauer	Optimierte Kosten	Kosten mit Wärmekessel
Januar	62.000,00	23.436,05	659,57	366,19	366,19	8.813,19 €	11.604,48 €
Februar	71.500,00	23.436,05	760,64	366,19	366,19	9.657,64 €	12.448,93 €
März	68.200,00	23.436,05	725,53	366,19	366,19	9.364,30 €	12.155,60 €
April	14.100,00	19.174,95	150,00	299,61	150,00	5.095,44 €	6.238,82 €
Mai	8.700,00	19.174,95	92,55	299,61	92,55	5.053,33 €	5.758,82 €
Juni	1.000,00	19.174,95	10,64	299,61	10,64	4.993,28 €	5.074,38 €
Juli	400,00	19.174,95	4,26	299,61	4,26	4.988,61 €	5.021,04 €
August	1.100,00	19.174,95	11,70	299,61	11,70	4.994,06 €	5.083,26 €
September	10.800,00	19.174,95	114,89	299,61	114,89	5.069,70 €	5.945,49 €
Oktober	22.500,00	23.436,05	239,36	366,19	239,36	6.268,83 €	8.093,37 €
November	48.000,00	23.436,05	510,64	366,19	366,19	7.568,75 €	10.360,04 €
Dezember	53.700,00	23.436,05	571,28	366,19	366,19	7.568,75 €	10.866,71 €
Gesamt	362.000,00	255.666,00			2.454,35	79.435,88 €	98.650,94 €

Tabelle 10: Monatsweise Kostenoptimierung nach optimaler Betriebszeit

Die meiste Zeit ist $k < k'$, so dass der Betrieb tatsächlich meistens den Wärmebedarf decken soll. Allerdings lohnt sich in den kältesten Monaten nicht, den kompletten Wärmebedarf mit dem BHKW zu decken. Mit dieser optimierten Variante sinkt die Amortisationsdauer, im Vergleich zu einem vollständig wärmegeführten Betrieb, steigt jedoch in Bezug auf die anfängliche Jahresrechnung.

Gesamtkosten jährlich Kessel	98.650,94 €
Gesamtkosten jährlich BHKW +Kessel (G_k)	79.435,88 €
Jährliche Ersparnis gegenüber Erdgas	19.215,05 €

Investitionskosten	119.322,03 €
BEG Grundförderung	35.796,61 €
Investitionskosten nach Förderprogramm	83.525,42 €

Amortisationsdauer (Jahre) 4,35

Tabelle 11: Amortisationsdauer nach der monatsweisen Optimierung

5.1.8 Weitere Optimierungspotenziale

Die Tatsache, dass die höchsten Betriebszeiten nur knapp über einem Drittel der gesamten Stundenanzahl im Monat (ca. 360 von insgesamt 1020 verfügbaren Stunden) betragen, ist in dem Fall auffällig. Wenn man den Monatsbedarf durch die Höchstanzahl an Monatsstunden dividiert, erhält man die erforderliche Mindestleistung der Anlage. Diese wird für diesen spezifischen Fall unten tabellarisch dargestellt.

	Wärmebedarf (kWh)	Strombedarf (kWh)	Mindestleistung _{th}	Mindestleistung _{el}
Januar	62.000	23.436,05	60,78	22,98
Februar	71.500	23.436,05	70,10	22,98
März	68.200	23.436,05	66,86	22,98
April	14.100	19.174,95	13,82	18,80
Mai	8.700	19.174,95	8,53	18,80
Juni	1.000	19.174,95	0,98	18,80
Juli	400	19.174,95	0,39	18,80
August	1.100	19.174,95	1,08	18,80
September	10.800	19.174,95	10,59	18,80
Oktober	22.500	23.436,05	22,06	22,98
November	48.000	23.436,05	47,06	22,98
Dezember	53.700	23.436,05	52,65	22,98

Tabelle 12: Optimale Anlagendimensionierung je nach Energiebedarf

Die Anlage ist somit mit $P_{el}=64\text{kW}$ trotz der Literaturempfehlung deutlich überdimensioniert, und verursacht überflüssige Investitionskosten. Für eine geringere Amortisationsdauer würde sich eine Anlage empfehlen, welche 23 kW_{el} so wenig wie möglich überschreitet.

5.2 Biokraftstoff- BHKW im Zusammenspiel mit Wärmepumpe

In diesem Fall ist der Hauptzweck des BHKW nicht die Erzeugung von genügend Wärme und Strom, um einen großen Anteil des Bedarfs zu decken, sondern den notwendigen Strom für den Betrieb der Wärmepumpe zu generieren, mit dem positiven Nebeneffekt, zusätzlich Wärme zu erzeugen. Eine Stromeinspeisung ist nicht vorgesehen, da der dafür erforderliche Energieeinsatz so viel Wärme generieren würde, dass die Wärmepumpe (und die dazugehörigen hohen Investitionskosten) überflüssig wären.¹⁴⁸

In diesem Fall ist die Deckung des kompletten Wärmebedarfs durch die Wärmepumpe im Zusammenspiel mit dem BHKW vorausgesetzt, so dass eine Analyse nach Tages- oder Monatsbedarf an Strom und Wärme nicht notwendig ist. Daher lässt sich die

¹⁴⁸ Vgl. BauSites, 2024.

allgemeine Kostengleichung wie folgt abbilden, wenn der Strombedarf der Wärmepumpe teilweise bis vollständig durch den Betrieb vom BHKW gedeckt ist:

$$\text{Kosten} = \text{Brennstoffeinsatz BHKW } t \text{ Preis}_{\text{Brennstoff}} + [[(\text{Wärmebedarf} - \text{Leistung BHKW}_{\text{thermisch}}) / \text{SCOP}] - \text{Leistung BHKW}_{\text{elektrisch}} t] \text{Preis kWh}_{\text{elektrisch Netz}}$$

$[(\text{Wärmebedarf} - \text{Leistung BHKW}_{\text{thermisch}}) t]$ gibt an, wie viel Wärme nach einer bestimmten Betriebszeit des BHKW noch von der Wärmepumpe zu erzeugen ist. Diese wird durch den SCOP-Wert geteilt, um die noch notwendige Strommenge zu berechnen, da dieser Wert das Verhältnis zwischen der Wärmeleistung und dem dafür eingesetzten Strom der Wärmepumpe ausdrückt, unter Berücksichtigung der Effizienz während des gesamten Jahres und der dazugehörigen saisonalen Schwankungen.¹⁴⁹

Es wird von Pauschalkosten für die Wartung der Wärmepumpe ausgegangen, da diese in dem Fall nicht betriebsabhängig sind, werden sie nicht in der Gleichung berücksichtigt.¹⁵⁰

Analog zum vorherigen Beispiel, werden für die Analyse der Wirtschaftlichkeit die unterschiedlichen Konstanten durch Buchstaben ersetzt und die Preise der aktuellen wirtschaftlichen Lage angepasst:

- Brennstoffeinsatz des BHKW: a
- Leistung BHKW_{thermisch}: b
- Leistung BHKW_{elektrisch}: c
- Zu deckender Wärmebedarf: T
- Zu deckender Strombedarf: E
- Betriebsdauer in Stunden: t
- Wartungskosten pro kWh: 0,0075€
- Preis kWh Rapsölkraftstoff: 0,16 €/kWh wenn man mit einem Heizwert von ca. 9,1 kWh/Liter und 1,45€/ Liter rechnet.¹⁵¹ (in diesem Fall wird von einem kleinen Pflanzenölkraftstoff BHKW ausgegangen)
- Preis kWh aus dem Stromnetz: 0,26€

¹⁴⁹ Vgl. Wolf, o.J.

¹⁵⁰ Vgl. Fonseca, 2023.

¹⁵¹ Vgl. TFZ – Charakteristische Eigenschaften von Rapsölkraftstoff, o.J.

$$\text{Kosten} = at0,16 + \left[\frac{(T-bt)}{SCOP} - ct \right] 0,26 = t(0,16a - (0,26b/SCOP) - 0,26c) + 0,26T/SCOP = t(0,16a - 0,26b/SCOP - 0,26c) + 0,0075a + 0,26T/SCOP$$

Wenn man erneut annimmt, dass $b=2/3a$ und $c=1/3a$ betragen, lässt sich die Kostengleichung auf Grundlage der Betriebszeit t folgendermaßen vereinfachen:

$$\text{Kosten} = t(0,0775a - 0,17a/SCOP) + 0,26T/SCOP$$

Das bedeutet, wenn die Ableitung der Kostenfunktion positiv ist, also: $(0,0775a - 0,17a/SCOP) > 0$, steigen die Kosten je länger das BHKW läuft. Beim Lösen der Ungleichung stellt man fest, dass das für $SCOP > 2,19$ zutrifft.

Da die SCOP-Werte üblicherweise zwischen 3 und 5 liegen¹⁵² zeigt das, dass die Kosten mit einer Nutzung des BHKW steigen, so dass eine BHKW Nutzung in dem Fall, im Gegensatz zum kombinierten Betrieb mit dem Erdgaskessel, nicht wirtschaftlich ist. Zusätzlich sind die Anschaffungskosten von Pflanzenöl BHKWs ca. 30% als die von herkömmlichen Anlagen mit Dieselmotoren, so dass eine Wirtschaftlichkeit bei den hohen Treibstoff- und Anschaffungskosten selten gegeben ist.¹⁵³

Für ein Biomethan BHKW mit einem niedrigeren Brennstoffpreis von 0,12€/kWh wären die Kosten durch die Gleichung einschließlich Wartungskosten: $\text{Kosten} = t(0,1275a - 0,26b/SCOP - 0,26c) + 0,26T/SCOP$; unter Annahme dass $b=2/3a$ und $c=1/3a$; $\text{Kosten} = t(0,0375a - 0,17a/SCOP) + 0,26T/SCOP$

Hierbei würden sich die Kosten wiederum erst ab einem SCOP-Wert von ca. 4,5 mit steigender Betriebszeit erhöhen, je nachdem wie das genaue Verhältnis von der thermischen zur elektrischen Leistung ist, so dass es in manchen Fällen wirtschaftlich sein könnte. Aus dem Grund ist es optimal, die genaue Strommenge, die

¹⁵² Vgl. Bosch, 2024.

¹⁵³ Vgl. Debus, 2023.

von der Wärmepumpe benötigt wird, um den Wärmebedarf des Gebäudes (abzüglich der Wärme, die während der Betriebszeit des BHKW erzeugt wurde), genau mit dem während dieser Zeit produzierten Strom zu decken:

$$(Wärmebedarf - Leistung\ BHKW_{thermisch} \cdot t) / SCOP = Leistung\ BHKW_{elektrisch} \cdot t$$

Um ein konkretes Beispiel zu errechnen, geht man davon aus, dass ein Einfamilienhaus mit einem jährlichen Heizbedarf von 17.500 kWh¹⁵⁴ bereits folgende Wärmepumpe und die dazugehörige Fußbodenheizung besitzt: „AIR 11“ vom Hersteller Ochsner mit 8kW und einem SCOP Wert von 4,3.¹⁵⁵ Diese wird mit einem Mikro Gas-BHKW ergänzt, welches mit Biomethan betrieben werden kann.

3. Technische Daten - ecoPOWER 1.0
Technische Daten

Technische Daten	Einheit	mikro-BHKW ecoPOWER 1.0
Gas-Verbrennungsmotor (Einzyylinder-4-Takt-Hubkolbenmotor)		
Kompressionsvolumen	cm ³	110
Abgasvolumen	cm ³	163
Nennndrehzahl	min ⁻¹	1950
Nennwärmebelastung Erdgas E/LL	kW	3,8
Abgastemperatur max.	°C	< 90
Abgasmassenstrom	g/s	1,45
Lambda		1
Kondenswassermenge ca.	l/h	0,5
CO - Emission bei 5 % O ₂	mg/kWh	86
NOx - Emission bei 5 % O ₂	mg/kWh	62
Leistung		
Elektrische Leistung ^{1) 5)} Erdgas E/LL	kW	1,0
Thermische Leistung ^{1) 2) 5)} Erdgas E/LL	kW	2,5
Elektrischer Wirkungsgrad ^{3) 5)}	%	26,3
Thermischer Wirkungsgrad ^{3) 5)}	%	65,7
Gesamtwirkungsgrad (Hi) ^{3) 5)}	%	92
Stromkennzahl ³⁾		0,42

Tabelle 13: Technische Daten vom Gas-BHKW „ecoPOWER 1.0“. Quelle: Vaillant

Der gesamte Brennstoffeinsatz ist bei dem Wirkungsgrad von 0,92 ca. 3,8 kW. Das Verhältnis von der elektrischen Leistung zur thermischen ist für diese Anlage in dem Fall nur 0,4. Wenn man die Werte in die Gleichung einsetzt, erhält man:

$$(17.500kW - 2,5kW \cdot t) / 4,3 = 1 \cdot t;$$

$$4.069,8kW - 0,58 \cdot t = t$$

$$T = 2.575,8 \text{ h}$$

¹⁵⁴ Vgl. Kämpel, 2024.

¹⁵⁵ Vgl. Ochsner, o.J.

Die Gesamtkosten für die Deckung des Heizbedarfs betragen somit:

$$\begin{aligned} \text{Kosten} &= 3,8\text{kW} \cdot 2.575,8\text{h} \cdot 0,12\text{€}/\text{kWh}_{\text{Biomethan}} + 2757,8\text{h} \cdot 0,0075\text{€}/\text{kWh}_{\text{Wartung}} \\ &= 1.174,6\text{€} + 20,68\text{€} = \mathbf{1.195,3\text{€}} \end{aligned}$$

Die Kosten mit Strombezug aus dem öffentlichem Netz belaufen sich wiederum auf $17.500\text{kW}/4,3) \cdot 0,26\text{€}/\text{kWh}_{\text{Stromnetz}} = \mathbf{1.058,14\text{€}}$

In diesem Konkreten Fall sind die Kosten mit einem Biomethan BHKW leicht höher als mit dem Einzelbetrieb der Wärmepumpe. Dies zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit sogar bei günstigeren Biokraftstoffen, abhängig von den Anlagenkennzahlen und Rahmenbedingungen, nicht immer gegeben ist, so dass sich eine Investition nur aus ökologischer Sicht lohnt. Um eine bessere Rentabilität zu erhalten, müsste das Verhältnis von der elektrischen Leistung zur thermischen Leistung höher sein und der Kraftstoffpreis niedriger.

5.3 Fazit zur Wirtschaftlichkeit von Biokraftstoffen im Immobiliensektor

Die zahlreichen Einflussfaktoren und Kennzahlen der Anlagen erhöhen die Komplexität einer ganzheitlichen Betrachtung. Die noch hohen Anschaffungs- bzw. Umrüstkosten- verbunden mit Kraftstoffpreisen, die noch deutlich über den Preisen von fossilen Brennstoffen liegen, erschweren oft eine Amortisation. Auch Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung rentieren sich nicht immer, so dass eine genaue Analyse der konkreten Anlagen- und Gebäudekennwerte erforderlich ist. In den bereits behandelten Punkten wurden zwei allgemeine, oft vorkommende Fälle analysiert, jedoch bestehen noch einige mögliche Ergänzungen, wie Photovoltaik- und Kleinwindkraftanlagen, die neben optimierte Dimensionierungen, Kraftstoffauswahl und Betriebszeit auch die Wirtschaftlichkeit steigern können. Diese sind allerdings auch mit entsprechenden Anschaffungs- und Wartungskosten verbunden und müssen im Einzelfall betrachtet werden. ^{156 157}

¹⁵⁶ Vgl. Wittlinger, 2021.

¹⁵⁷ Vgl. Verbraucherzentrale, 2023.

6 Nachhaltigkeitsaspekte von Biokraftstoffen

Die Umweltauswirkungen von Biokraftstoffen sind stark umstritten und hängen von vielen Faktoren ab, wie beispielsweise von der Herkunft der Rohbiomasse oder dem Herstellungsverfahren. Oft gelten sie aufgrund der niedrigeren Emissionen und der regenerativen Eigenschaften als deutlich umweltfreundlicher als fossile Treibstoffe, allerdings hat nicht nur die tatsächliche Menge an Treibhausgasemissionen während des Verbrauchs und Wachstums der Rohmaterie einen Einfluss auf die Umweltauswirkungen, sondern auch die Landnutzungsänderung, Qualität des Bodens oder Grundwassers, Konkurrenz mit Nahrungsmittelherstellung und sonstige Phasen des gesamten Lebenszyklus.¹⁵⁸

6.1 Treibhausgasemissionen

6.1.1 Treibhausgasemissionen von Pflanzenöltreibstoffen und Biodiesel

Pflanzenöltreibstoffe verursachen die meisten Treibhausgasemissionen bereits während des Anbaus. Die Abholzung von großen Naturflächen, um die Nutzpflanzenproduktion zu ermöglichen, setzt den in den Bäumen und im Boden gebundenen CO₂ frei. Gleichzeitig besteht nach der Abholzung keine weitere Möglichkeit zur CO₂-Speicherung. Zusätzlich benötigen die Kulturen große Mengen an stickstoffbasiertem Dünger, dies stellt eine weitere Treibhausgas-Quelle dar, da große Mengen an Lachgas (N₂O) freigesetzt werden, welches ca. 265 Mal umweltschädlicher als CO₂ ist.^{159 160}

Eine Studie der Future Food Beacon, der University of Nottingham, betrachtete ungefähr 6.000 internationale Pflanzenölhersteller zwischen den Jahren 2000 und 2020. Dabei ergaben sich durchschnittliche CO₂-Äquivalente in Höhe von 2,49 kg CO₂ e bis 4,25 kg CO₂ e. pro Kilogramm. Laut dieser Studie verursacht Rapsöl die geringsten Emissionen und Sojaöl die höchsten. Diese betragen ca. 2,71 kg CO₂ e bis 4,61 kg CO₂ e pro Liter,

¹⁵⁸ Vgl. Deutscher Bundestag, 2006. S. 1-5.

¹⁵⁹ Vgl. Max-Planck-Gesellschaft, 2011.

¹⁶⁰ Vgl. Umweltbundesamt, 2024.

wenn man eine Dichte von 920kg/m^3 annimmt.^{161 162} Bei Diesel liegt dieser Wert bei ungefähr $2,65\text{ kg CO}_2\text{e pro Liter}$, so dass sogar weniger Emissionen insgesamt verursacht werden.¹⁶³

Direkt beim Verbrennungsprozess, setzen Pflanzenölkraftstoffe jedoch erheblich weniger Schwefeldioxid-Emissionen als fossile Treibstoffe frei. So liegen diese bei $1\text{ bis }2\text{mg/m}^3$ im Vergleich zu ca. 204 mg/m^3 im Fall von Heizöl. Die restlichen Werte sind, abgesehen von geringfügigen Schwankungen, in beiden Fällen vergleichbar.¹⁶⁴

Um Biodiesel herzustellen, kommen zusätzlich diverse Verarbeitungs- und Veredelungsschritte hinzu, so dass noch weitere Emissionen verursacht werden. Allerdings zeigt eine Studie des österreichischen Umweltbundesamts eine deutlich positivere Ökobilanzierung. Zwar liegt hier, wie im in der unten abgebildeten Grafik dargestellt, auch der Hauptfokus der Emissionen beim Anbau der Rohstoffe, welcher 85% der ganzen Emissionen ausmacht, und 44% höhere Emissionen im Falle einer Landnutzungsänderung verursacht, jedoch kann laut dieser Studie eine Gesamtreduzierung der Emissionen um 40% gegenüber fossilem Diesel erzielt werden, auch unter Berücksichtigung der Folgen der Abholzung.¹⁶⁵

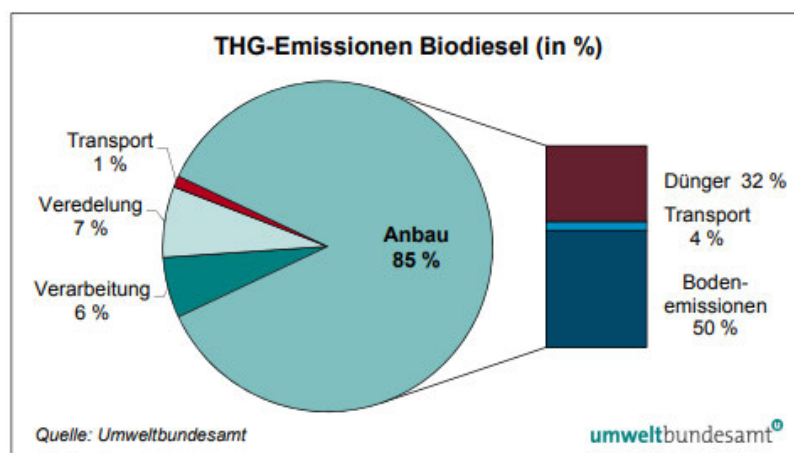


Abbildung 13: Treibhausgasemissionen von Biodiesel nach Verursachern. Quelle: Umweltbundesamt, 2012

¹⁶¹ Vgl. Icke, 2024.

¹⁶² Vgl. TFZ - Charakteristische Eigenschaften für Rapsölkraftstoff, o.J.

¹⁶³ Vgl. August, 2020.

¹⁶⁴ Vgl. Schmoeckel, 1998, S. 6-13.

¹⁶⁵ Vgl. Umweltbundesamt, 2012, S.28 – 32.

Auch eine Studie vom Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg betrachtet eine Einsparung von 2,2 kg CO₂e pro Liter als möglich.¹⁶⁶ Die unterschiedlichen Ergebnisse verschiedener Studien zeigen die Komplexität der Ökobilanzierung aufgrund der zahlreichen Möglichkeiten, die dafür erforderlichen Nutzpflanzen anzubauen. Jedoch betonen alle Studien das große Gewicht der Anbauphase und die Notwendigkeit, diese aus dem Grund so nachhaltig wie möglich zu gestalten.

6.1.2 Treibhausgasemissionen von Bioethanol

Das Treibhauspotential von Bioethanol hängt, ähnlich wie bei Pflanzenölkraftstoffen, größtenteils von der Art der Rohbiomasse ab. Hierfür fehlen nach dem jetzigen Stand der Forschung noch fundierte Daten, die eine Quantifizierung der Landnutzungsänderung und deren Folgen ermöglichen. Unter Betrachtung von Statistiken zwischen den Jahren 1990 und 2009 aus Brasilien, Frankreich und den USA wurden Emissionen pro Kilogramm Bioethanol zwischen 0,7 und 1,5 kg CO₂e vom Anbau bis zur Nutzung und von ca. 1,3 bis 2 kg CO₂e einschließlich Nutzung errechnet. Dabei erwies sich der Maisanbau in den USA als die nachhaltigste Alternative in Bezug auf die Lebenszyklusemissionen, während in Frankreich angebaute Weizen die meisten Emissionen verursacht.¹⁶⁷

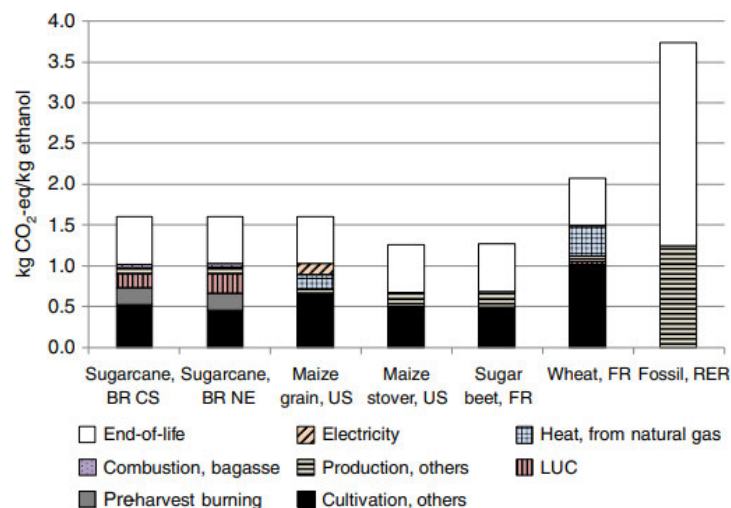


Abbildung 14: Treibhausgasemissionen von Ethanol aus verschiedenen Quellen während des gesamten Lebenszyklus. Quelle: Muñoz et al., 2013

¹⁶⁶ Vgl. IFEU, 2003.

¹⁶⁷ Vgl. Muñoz et al., 2013, S. 1-3.

Im Vergleich dazu hat fossiles Ethanol ein CO₂-Äquivalent von 1,3 kg CO₂ e von der Wiege bis zur Bahre und 3,7 kg CO₂ e bis zum Ende des Lebenszyklus. Somit ist, im Bestfall, eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um bis zu ca. 65% möglich. Auch mit der ungünstigsten Variante -Weizenkulturen mit Landnutzungsänderung in Frankreich-, könnten ungefähr 46% weniger Emissionen erzielt werden.¹⁶⁸

Im Lebenszyklus von Bioethanol entstehen die meisten Emissionen jedoch nicht beim Anbau (welcher nur 31% ausmacht), sondern im Rahmen des Vergärungs-Prozesses. Hierbei wird thermische Energie -meistens aus fossilen Quellen- benötigt, während gleichzeitig Gase mit einem hohen Treibhauspotential während der Fermentierung der Rohbiomasse freigesetzt werden.¹⁶⁹

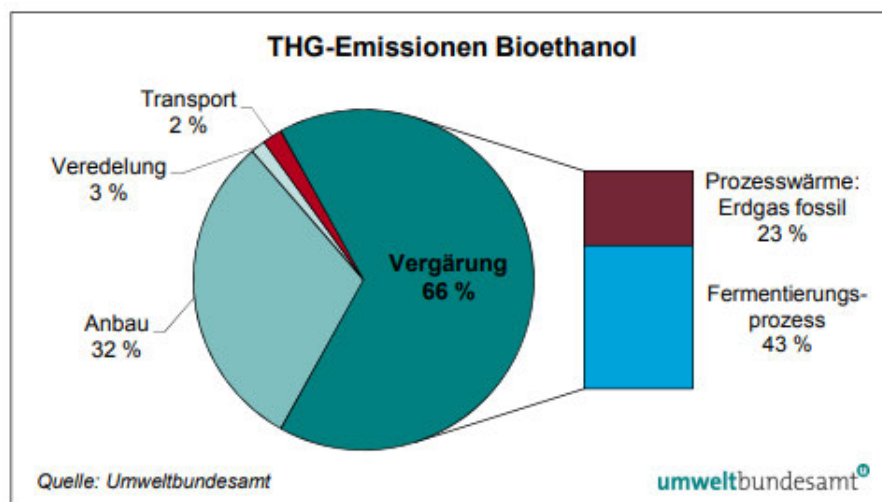


Abbildung 15: Treibhausgasemissionen von Bioethanol nach Verursachern. Quelle: Umweltbundesamt, 2012

Laut dem österreichischen Umweltbundesamt ist jedoch nur eine deutlich geringere Reduzierung der Emissionen möglich, wenn man die Auswirkungen der Landnutzungsänderungen einbezieht. Diese beträgt nur ca. 6% gegenüber fossilem Diesel.¹⁷⁰ Die Datenlage ist daher auch hier umstritten.

¹⁶⁸ Vgl. ESU-Services, 2016.

¹⁶⁹ Vgl. Umweltbundesamt, 2012, S.30.

¹⁷⁰ Vgl. Umweltbundesamt, 2012, S. 37.

6.1.3 Treibhausgasemissionen von Biogas und Biomethan

Die Ökobilanz von Biogas hängt stark von seiner Zusammensetzung ab. Der optimale Fall stellt Biogas aus Reststoffen wie Biomüll, Molkereiabfälle, verdorbene landwirtschaftliche Erzeugnisse, Speiseabfälle usw. dar, da diese keine Landnutzungsänderung verursachen und auf dieser Art verwertet werden können. In diesem Fall muss allerdings auch analysiert werden, wie die Reststoffe anderweitig kompostiert oder in einer Kläranlage verwertet werden würden, wenn sie nicht für die Biogaserzeugung genutzt werden. In beiden Fällen entstehen Abfallstoffe, die als Düngemittel eingesetzt werden können.

Wenn diese alternative Nutzung berücksichtigt wird, ergibt sich ein CO₂ Äquivalent von Minus 7 kg CO₂ e pro Megawattstunde, da die Emissionen bei der Biogaserzeugung und Verarbeitung aus den Reststoffen geringer sind als die, die entstehen, wenn diese kompostiert werden, da während der Kompostierung hohe Mengen an N₂O (Lachgas) erzeugt werden.¹⁷¹ Dieses hat ein fast 300 Mal höheres Treibhauspotenzial als CO₂.¹⁷²

Wiederum fällt die Ökobilanz von Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen deutlich ungünstiger aus im Bezug auf die Treibhausgasemissionen. Je nach Kulturart werden bereits während des Anbaus Treibhausgase freigesetzt. Außerdem findet eine Landnutzungsänderung statt, die sogar zu Futter- und Nahrungsmittel Import aus dem Ausland führen kann, um den Bedarf zu decken, wenn die verfügbaren Flächen für die Energieerzeugung genutzt werden. Dies verursacht zusätzliche Emissionen durch Import und eine Verdrängung anderer Kulturen in den Ländern, wo diese Produkte angebaut werden. Aus dem Grund liegt das CO₂ Äquivalent von Biogas aus Maiskulturen bei 190 kg CO₂ e pro Megawattstunde. Fossiles Erdgas verursacht allerdings deutlich höhere Emissionen pro Megawattstunde, ca. 242 kg CO₂ e, so dass sich der Einsatz von Biogas auch unter Berücksichtigung der Lebenszyklusemissionen durchaus sinnvoll ist.^{173 174}

Eine weitere Möglichkeit ergibt sich aus dem Einsatz mehrerer Arten von Rohbiomasse, hierfür kann zum Beispiel Gülle mit Reststoffen und nachwachsenden Rohstoffen kombiniert werden. Hierfür ist die Betrachtung einer Referenznutzung für Gülle und Reststoffe notwendig, die berücksichtigt, welche Emissionen freigesetzt werden würden,

¹⁷¹ Vgl. Pucker et al, 2010, S. 22 – 67.

¹⁷² Vgl. Blümm, 2020.

¹⁷³ Vgl. Pucker et al, 2010, S. 26 – 72.

¹⁷⁴ Vgl. Umweltdatenbank, o.J.

wenn diese nicht für die Energieerzeugung verwendet werden. Die Treibhausgase, die bei der Kompostierung und Verwertung als Düngemittel entstehen würden, müssen daher von den bei der Biogas-Erzeugung freigesetzten Gasen abgezogen werden. Daraus ergibt sich ein durchschnittliches CO₂ Äquivalent von 89 kg CO₂ e pro Megawattstunde (für Biogas mit 31% Gülle, 44% Reststoffe und 25% nachhaltigen Rohstoffen) und 141 kg CO₂ e (Für Biogas mit 39% Gülle, 9% Reststoffen und 52% nachwachsenden Rohstoffen). Auch hier steigt das Treibhauspotenzial je höher der Anteil an nachwachsenden Rohstoffen ist, bleibt jedoch deutlich unter dem Wert von Erdgas.¹⁷⁵ Hierbei ist anzumerken, dass Gülle zwar durch die Bindung von Methan die Emissionen erheblich reduziert, jedoch eine besonders niedrige Energiedichte besitzt, da sie zu 95% aus Wasser besteht, und somit oft nur anteilig eingesetzt werden kann. Aufgrund des geringen Biogasertrags gelten Transportwege für Gülle ab 5 km als unrentabel.¹⁷⁶

Bei der weiteren Verarbeitung zu Biomethan wird zusätzliche Energie benötigt, allerdings kann auch Biomethan nahezu CO₂-neutral bleiben, wenn die entsprechende Menge an Reststoffen und Gülle verwendet wird. Sogar bei der Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen kann Biomethan zu einer Reduzierung der Gesamtemissionen beitragen. Hierbei beträgt die Minderung der Emissionen, je nach Ursprung der Rohbiomasse, ca. 40 bis 62 %¹⁷⁷

6.1.4 Reduzierung der Emissionen anhand eines praktischen Beispiels

Hierbei soll das bereits bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung geschilderte Beispiel mit der dazugehörigen Anlage (siehe Punkt 5.1.2) in Bezug auf die Treibhausgasreduzierung betrachtet werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Emissionen durch die Nutzung von Erdgas, wie oben erwähnt, zwischen 40 und 62% im Vergleich zur Erdgasnutzung verringert werden können, so dass sie zwischen 91,96 und 145,2 kg CO₂ e pro Megawattstunde betragen.

¹⁷⁵ Vgl. Pucker et al, 2010, S. 24 – 70.

¹⁷⁶ Vgl. Ahrens, 2011.

¹⁷⁷ Vgl. Wietschel et al., 2019, S. 22-25.

Während des Betriebs des Erdgaskessels werden 242 kg CO₂ e pro Megawattstunde erzeugt.¹⁷⁸ Da der Wärmebedarf insgesamt 362 MWh beträgt bedeutet das Gesamtemissionen von 87.604 kg CO₂ e nur für die Wärmeerzeugung. Für die Stromversorgung wird Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen, dies verursacht durchschnittlich 434 kg CO₂ e pro Megawattstunde. Bei einem Strombedarf von 255,67 MWh bedeutet das zusätzliche 110.960,78 kg CO₂ e. Insgesamt werden also 198.564,78 kg CO₂ e freigesetzt, um das Gebäude zu beheizen und mit Strom zu versorgen.

Beim Einsatz eines Biomethan-BHKW sind die Strom- und Wärmeerzeugung gekoppelt, so dass die Emissionen nicht separat erzeugt werden. Eine monatsweise Analyse kann folgendermaßen dargestellt werden:

	Wärmebedarf (kWh)	Strombedarf (kWh)	K	K'	Ideale Betriebsdauer	Brennstoffeinsatz BHKW (kWh)
Januar	62.000,00	23.436,05	659,57	366,19	366,19	64.815,33
Februar	71.500,00	23.436,05	760,64	366,19	366,19	64.815,33
März	68.200,00	23.436,05	725,53	366,19	366,19	64.815,33
April	14.100,00	19.174,95	150,00	299,61	150,00	26.550,00
Mai	8.700,00	19.174,95	92,55	299,61	92,55	16.381,91
Juni	1.000,00	19.174,95	10,64	299,61	10,64	1.882,98
Juli	400,00	19.174,95	4,26	299,61	4,26	753,19
August	1.100,00	19.174,95	11,70	299,61	11,70	2.071,28
September	10.800,00	19.174,95	114,89	299,61	114,89	20.336,17
Oktober	22.500,00	23.436,05	239,36	366,19	239,36	42.367,02
November	48.000,00	23.436,05	510,64	366,19	366,19	64.815,33
Dezember	53.700,00	23.436,05	571,28	366,19	366,19	64.815,33
Gesamt	362.000,00	255.666,00			2.454,35	434.419,18

Tabelle 14: Brennstoffeinsatz in kWh nach Monat und Betriebszeit des Biomethan- BHKW

Der Brennstoffeinsatz ergibt sich aus der Multiplikation der Betriebszeit mit der Gesamtleistung der Anlage, in dem Fall 177 kW.

	Wärmebedarf (kWh)	Strombedarf (kWh)	Ideale Betriebsdauer	Mit BHKW erzeugte Wärme	Mit BHKW erzeugter Strom (kWh)	Restliche Wärmedeckung durch Erdgaskessel (kWh)	Restliche Stromdeckung aus öffentlichem Netz
Januar	62.000,00	23.436,05	366,19	34.421,70	23.436,05	27.578,30	-
Februar	71.500,00	23.436,05	366,19	34.421,70	23.436,05	37.078,30	-
März	68.200,00	23.436,05	366,19	34.421,70	23.436,05	33.778,30	-
April	14.100,00	19.174,95	150,00	14.100,00	9.600,00	-	9.574,95
Mai	8.700,00	19.174,95	92,55	8.700,00	5.923,40	-	13.251,55
Juni	1.000,00	19.174,95	10,64	1.000,00	680,85	-	18.494,10
Juli	400,00	19.174,95	4,26	400,00	272,34	-	18.902,61
August	1.100,00	19.174,95	11,70	1.100,00	748,94	-	18.426,01
September	10.800,00	19.174,95	114,89	10.800,00	7.353,19	-	11.821,76
Oktober	22.500,00	23.436,05	239,36	22.500,00	15.319,15	-	8.116,90
November	48.000,00	23.436,05	366,19	34.421,70	23.436,05	13.578,30	-
Dezember	53.700,00	23.436,05	366,19	34.421,70	23.436,05	19.278,30	-
Gesamt	362.000,00	255.666,00	2.454,35	230.708,49	157.078,12	131.291,51	98.587,88

Tabelle 15: Notwendiger Erdkesselseinsatz und Strombezug für die vollständige Deckung des Energiebedarfs

¹⁷⁸ Vgl. Umweltdatenbank, o.J.

Die erzeugte Wärme errechnet sich durch die Multiplikation der thermischen Leistung der Anlage (94 kW) mit der Betriebszeit. Für die Stromerzeugung wird mit der elektrischen Leistung (64 kW) multipliziert. Diese Werte werden dem Gesamtbedarf abgezogen, um den erforderlichen Erdgaskessel- und Stromeinsatz zu berechnen. Aus der Kombination der Nutzung vom Biomethan-BHKW, Erdgaskessel und Strom aus dem öffentlichen Netz ergeben sich folgende Emissionen für das gesamte Jahr:

	Brennstoffeinsatz BHKW (kWh)	Emissionen BHKW in Kg CO ₂ e	Restliche Wärmedeckung durch Erdgaskessel (kWh)	Emissionen Erdgaskessel in Kg CO ₂ e	Restliche Stromdeckung aus öffentlichem Netz (kWh)	Emissionen Strombezug in Kg CO ₂ e	Gesamtemissionen in Kg CO ₂ e
Januar	64.815,33	7.686,45	27.578,30	6.673,95	-	-	14.360,40
Februar	64.815,33	7.686,45	37.078,30	8.972,95	-	-	16.659,40
März	64.815,33	7.686,45	33.778,30	8.174,35	-	-	15.860,80
April	26.550,00	3.148,56	-	-	9.574,95	4.059,78	3.148,56
Mai	16.381,91	1.942,73	-	-	13.251,55	5.618,66	6.002,51
Juni	1.882,98	223,30	-	-	18.494,10	7.841,50	5.841,96
Juli	753,19	89,32	-	-	18.902,61	8.014,71	7.930,82
August	2.071,28	245,63	-	-	18.426,01	7.812,63	8.260,34
September	20.336,17	2.411,67	-	-	11.821,76	5.012,43	10.224,30
Oktober	42.367,02	5.024,31	-	-	8.116,90	3.441,57	10.036,73
November	64.815,33	7.686,45	13.578,30	3.285,95	-	-	10.972,40
Dezember	64.815,33	7.686,45	19.278,30	4.665,35	-	-	12.351,80
Gesamt	434.419,18	51.517,77	137.011,51	31.772,54	98.587,88	38.359,69	121.650,01

Tabelle 16: Gesamtemissionen pro Jahr bei kombinierter Biogas BHKW / Erdgaskesselnutzung

Für die Emissionen aus dem Biomethan Einsatz im BHKW würde ein durchschnittlicher Wert von 118,58 g CO₂ e pro kWh angenommen. Die Emissionen haben sich daher von 198.564,78 kg CO₂ e auf 121.650,01 kg CO₂ e reduziert. Das macht ungefähr 77 Tonnen CO₂ e pro Jahr aus. Diese Menge entspricht in etwa den Gesamtemissionen von 22 PKWs mit einer jährlichen Kilometerleistung von 15.000 km.¹⁷⁹

Dies zeigt, dass der Einbau eines biokraftstoffbetriebenen BHKW nicht nur aus einer finanziellen Perspektive sinnvoll ist, sondern auch deutliche ökologische Vorteile mit sich bringt.

6.2 Weitere Auswirkungen auf die Nachhaltigkeit

Ein großer Anteil an Biokraftstoffen stammt aus nachwachsenden Rohstoffen, deren Anbau mit einer großflächigen Landnutzungsänderung einhergeht. Die Nutzung hoher Flächenanteile für Monokulturen wie Mais oder Raps zur Energieerzeugung bringt einige Nachteile mit sich. Bestehende landwirtschaftliche Flächen weisen einerseits immer weniger Pflanzenvielfalt aus, was auch zu einer Reduzierung der allgemeinen Biodiversität

¹⁷⁹ Vgl. Statista – CO₂ Emissionen von PKW nach Antriebsform, 2024.

der Pflanzen und Tiere in den Gebieten führt. Andererseits breiten sich pflanzenschutzmittelresistente Unkräuter und Schädlinge verstärkt aus, dies trägt wiederum zu einem höheren Maß an Verunreinigungen durch den vermehrten Einsatz von Pestiziden. Außerdem könnte der gesamte Biokraftstoffbedarf für eine zukünftige flächendeckende Versorgung nicht nur mit den bereits für die Landwirtschaft vorgesehenen Flächen gedeckt werden, so dass eine weitere Abholzung zur Schaffung von größeren Anbauflächen gegebenenfalls notwendig wäre.¹⁸⁰

Dies kann man anhand folgenden Beispiels verdeutlichen:

Im Jahr 2023 wurden insgesamt 810.412 GWh Erdgas in Deutschland verbraucht. Dabei gehörte 41% davon zu Gewerbe und Haushalten:¹⁸¹ 332.268,92GWh konnte man also dem Gebäudesektor direkt zuordnen. Da Biomethan ein Heizwert von ca. 9,97 kWh/m³ hat,¹⁸² wurden ungefähr 33.326.872.617,9 m³ für die Deckung des Energiebedarfs benötigt. Der Biomethanertrag pro Hektar variiert je nach Energiepflanzenkultur:

1 ha Silomais (40 - 60 t FM**)	3.956 - 5.934 Nm ³ Methan ± 14.985 - 22.477 kWh _{el} /ha*
1 ha Zuckerrüben (55 - 75 t FM**)	3.523 - 4.803 Nm ³ Methan ± 13.343 - 18.195 kWh _{el} /ha*
1 ha Getreide-GPS (30 - 50 t FM**)	2.884 - 4.807 Nm ³ Methan ± 10.926 - 18.210 kWh _{el} /ha*
1 ha Durchwachsene Silphie (45 - 60 t FM**)	2.871 - 3.828 Nm ³ Methan ± 10.874 - 14.499 kWh _{el} /ha*
1 ha Sudangras (35 - 55 t FM**)	2.392 - 3.759 Nm ³ Methan ± 9.061 - 14.238 kWh _{el} /ha*
1 ha Grünland (23 - 43 t FM**)	2.001 - 3.808 Nm ³ Methan ± 7.579 - 14.424 kWh _{el} /ha*
1 ha Getreidekorn Roggen (4,3 - 6,8 t FM**)	1.390 - 2.179 Nm ³ Methan ± 5.264 - 8.255 kWh _{el} /ha*

Tabelle 17: Biomethan Ertrag pro Hektar nach Kulturart.

Quelle: FNR - Faustzahlen

Wenn man den Mittelwert von 3438,21 m³/ha annimmt, wären ca. 9.693.088,15 ha notwendig.

Deutschlands gesamte Ackerfläche umfasst 16,6 Millionen Hektar¹⁸³ das heißt, die Fläche für die Biomethanerzeugung würde fast die Hälfte der gesamten landwirtschaftlichen Fläche beanspruchen.

¹⁸⁰ Vgl. Bundesinformationszentrum Landwirtschaft, 2023

¹⁸¹ Vgl. Bundesnetzagentur, 2023

¹⁸² Vgl. Gammel Engineering, o.J.

¹⁸³ Vgl. Bauernverband, 2019

Wiederum stellt die Verwertung von Bioabfällen zu Biogas eine hervorragende Alternative dar, da sie nicht nur die Menge an Abfallstoffen reduziert, sondern auch die Ackerflächen entlastet. In Deutschland werden jährlich ca. 16,13 Millionen Tonnen Abfall generiert. Mit Hilfe von ihrem Biogasertrag kann man die mögliche Biomethanmenge berechnen, die aus Abfallstoffen gewonnen werden kann. Der Biogasertrag der unterschiedlichen Abfallsorten (deren Mengen im unteren Diagramm dargestellt werden) kann der Tabelle im Anhang entnommen werden. Für Stoffe ohne bekannten Methan-gehalt wird ein durchschnittlicher Anteil von 62,5% angenommen^{184 185}

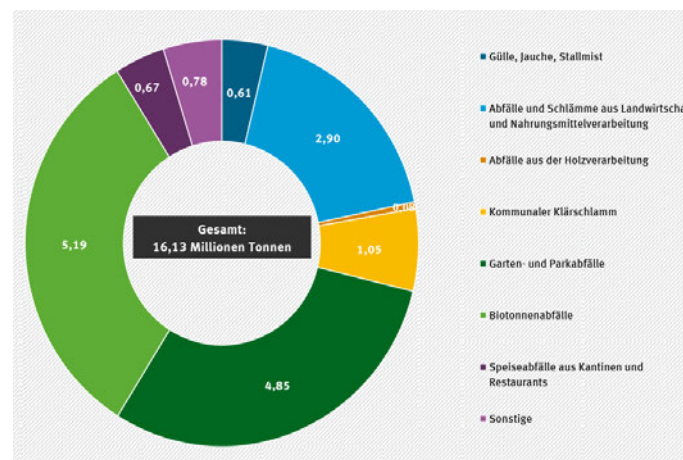


Abbildung 16: Menge an Abfallstoffen nach Herkunft. Quelle: Umweltbundesamt – Bioabfälle, 2023

Folgende Tabelle dient zur Veranschaulichung der Biomethanmenge, welche aus der in Deutschland erzeugten Abfallstoffe nach dem jetzigen Stand der Technik gewonnen werden könnte, unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Gaserträgen abhängig von der Abfallsorte. ¹⁸⁶

¹⁸⁴ Vgl. FNR – Faustzahlen, o.J.

¹⁸⁵ Siehe Anhang B

¹⁸⁶ Siehe Anhang B

Abfallsorte	Gesamt Tonnen	Biogasenertrag in m ³ pro Tonne	Metahnanteil	Gesamt Biomethanpotenzial in m ³
Gülle	610000	20	0,625	7625000
Abfälle aus Landwirtschaft und Nahrungsmittelverarbeitung*	2900000	185,5	0,56	299570906
Gemüseabfälle		57	0,56	
Getreideschlempe		36	0,59	
Kakaoschalen		360	0,55	
Kartoffelschälabfall		61	0,52	
Kartoffelschlempe		35	0,56	
Obstresten		112	0,52	
Sojabohnenschalen		513	0,53	
Mais-/ Gerstenstroh		310	0,625	
Holzverarbeitungsabfälle				nur bedingt geeignet
Kommunaler Klärschlamm	1050000	15	0,6	9450000
Garten/ Parkabfälle	4850000	80	0,625	242500000
Biotonnenabfälle	5190000	123	0,6	383022000
			Gesamt	942167906

* Nicht gewichteter Durchschnitt der verschiedenen landwirtschaftlichen Abfälle, genaue Anteile nicht bekannt

Tabelle 18: Gesamtpotenzial des Biomethan-Ertrags aus Abfällen

Der mögliche Gesamtertrag von 942.167.906m³ Biomethan wurden nur ca. 2,8% des gesamten Gasbedarfs decken. Bessere Herstellungsverfahren, die höhere Wirkungsgrade erzielen oder andere Abfallsorten besser verwerten können, könnten zu einer besseren Deckung beitragen. Beispielsweise entwickelt aktuell das Biomasse Forschungszentrum ein innovatives Verfahren zur Erzeugung von Biogas aus Pappelholz, obwohl Holz bis vor kurzem als ungeeignet für die Biogasproduktion galt, da es einen hohen Anteil an schwer abbaubaren Faserverbindungen enthält.¹⁸⁷ Trotzdem gestaltet sich eine flächendeckende Versorgung, welche die landwirtschaftlichen Flächen nicht übermäßig auslastet und keine weitere Abholzung erfordert, sehr schwer. Zusammenfassend lässt sich also aktuell behaupten, dass der Einsatz von Biogas und Biomethan nur in Kombination und als Ergänzung von anderen regenerativen Energien sinnvoll ist.

Besonders für die bestehenden Gasheizungen ist es eine gute Alternative zum Fossilen Erdgas, eine neue Umrüstung von Neubauten auf Gas ist jedoch aus den oben erläuterten Kriterien weiterhin nicht empfehlenswert.¹⁸⁸

Auch für flüssige Biokraftstoffe wie Biodiesel und Pflanzenölkraftstoffe besteht diese Problematik. Bereits bei der aktuell geringen Nachfrage, wird Biodiesel in Deutschland zu 75% aus Palmöl gewonnen und nur zu 25% aus Abfallstoffen, bei einem höheren Bedarf ist davon auszugehen, dass die Menge an Abfällen schnell ausgeschöpft wäre,

¹⁸⁷ Vgl. Deutsches Biomasseforschungszentrum, o.J.

¹⁸⁸ Vgl. Drews, 2023.

und der Anteil an aus Rapsölgewonnenen Biodiesel sogar höher wäre.¹⁸⁹ Wenn man trotzdem von diesen 75% ausgeht, wären es insgesamt ca. 98.541 Millionen kWh nur im Gebäudesektor zu Decken.¹⁹⁰ Bei einem Heizwert von ungefähr 9,1 kWh pro Liter, wären das ungefähr 10.829 Millionen Liter.¹⁹¹ Aus einem Hektar Rapssaat lassen sich 1.860 Liter Biodiesel gewinnen, das bedeutet, um 75% des Gesamtbedarfs zu decken, wären 5.8 Millionen Hektar notwendig.¹⁹² Diese Zahl ist etwas geringer als bei Biomethan, beträgt trotzdem über ein Drittel der gesamten landwirtschaftlichen Flächen Deutschlands.

¹⁹³

HVO – Biodiesel wird derzeit wiederum meistens aus Palmöl gewonnen, welches hauptsächlich in Asien angebaut wird. Zwar ist der Biodiesel-Ernteertrag von Palmöl mit 5.810 Liter pro Hektar deutlich höher als der von der Rapssaat, trägt jedoch auf globaler Ebene betrachtet erheblich zur Abholzung der Waldflächen bei. Darüber hinaus gilt Palmöl als Grundnahrungsmittel, so dass seine Nutzung als Brennstoff mit der Lebensmittelversorgung konkurriert. ¹⁹⁴ ¹⁹⁵

Aus den Berechnungen geht hervor, dass eine vollständige Versorgung des Immobiliensektors mit Biokraftstoffen stark mit der Futter- und Nahrungsmittelproduktion konkurrieren würde, sofern die Ackerflächen nicht weiter ausgebaut werden. Die daraus folgende Konsequenz wäre eine notwendige Erhöhung der Abholzung, welche mit steigenden Treibhausgasemissionen aufgrund der Rodung und gravierenden Biodiversitätsverlusten einhergeht. Aktuell geht man davon aus, dass die Abholzung von Waldflächen ungefähr 2 % der globalen Emissionen verursacht. ¹⁹⁶

¹⁸⁹ Vgl. Köllner, 2024.

¹⁹⁰ Vgl. Statista, 2020.

¹⁹¹ Vgl. Kirchner 2012.

¹⁹² Vgl. Statista, 2021.

¹⁹³ Vgl. Bauernverband, 2019.

¹⁹⁴ Vgl. Köllner, 2024.

¹⁹⁵ Vgl. Statista, 2021.

¹⁹⁶ Vgl. Unnerstall, 2021, S. 204-206.

7 Ausblick

7.1 Biokraftstoffe der dritten Generation

Aktuell wird an optimierten Biokraftstoffen geforscht, welche einen hohen Energieertrag bei einer gleichzeitig geringen Flächennutzung und Freisetzung von Treibhausgasen ermöglichen. Sogenannte Biokraftstoffe der dritten Generation stehen im Vergleich zur ersten und zweiten Generation nicht in Konkurrenz zur Flächennutzung für Nahrungs- und Futtermittelanbau, so dass ihre allgemeine Ökobilanz deutlich positiver ausfällt. Aktuell befinden sie sich größtenteils in der Forschungsphase und können nicht großflächig eingesetzt werden, sie werden jedoch bereits aufgrund ihrer Eigenschaften als eine vielversprechende Alternative zu herkömmlichen Biokraftstoffen betrachtet.¹⁹⁷ Sie werden hauptsächlich aus lipidhaltigen Algen gewonnen, wie beispielsweise Chlorella – mit einem Lipidgehalt von ca. 60 bis 70%-. Während der Herstellung kann in kurzer Zeit eine hohe Menge an Algen gezüchtet werden, jedoch ist hierfür auch ein hohes Volumen an Wasser notwendig. Dies stellt ein Problem in kalten Regionen dar, da sich ein großer Anteil des verfügbaren Wassers über das gesamte Jahr im festen Zustand befindet. Nach dem Algenwachstum muss das Wasser von der organischen Materie mittels Filtration oder Zentrifugation getrennt werden, um die Lipide anschließend zu Treibstoffen verarbeitet werden können.

Um Biodiesel aus den Fettmolekülen der Algen zu erhalten, muss eine Umesterung durch Zugabe von Methanol und einem Katalysator (Natriumhydroxid oder Kaliumhydroxid) erfolgen. Die Mischung wird ungefähr eine halbe Stunde bei ca. 70°C in einem Reaktor umgerührt und anschließend durch Destillation von Methanol und Katalysatorresten abgetrennt. Der daraus entstandene Kraftstoff kann problemlos in Dieselmotoren (beispielsweise BHKW-Motoren) und in zahlreichen Ölheizungen eingesetzt werden.¹⁹⁸ Außerdem können die aus den Algen herausgefilterten Lipide mittels Hydrogenolyse zu Biokerosin verarbeitet werden. Dabei werden die organischen Bindungen unter Einwirkung eines Katalysators und durch den Einsatz von Wasserstoffatomen gespalten.¹⁹⁹

¹⁹⁷ Vgl. Buckermann und Kailer, 2012.

¹⁹⁸ Vgl. Taupp, 2001, S. 24-25.

¹⁹⁹ Vgl. Hinterhofer, 1973, S. 280-282.

Allerdings hat Biokerosin derzeit wenig Relevanz in der Gebäudeenergieversorgung und bietet stattdessen eher eine Alternative für die Luftfahrt an.²⁰⁰

7.2 Biokraftstoffe der vierten Generation

Die vierte Generation von Biokraftstoffen nutzt gentechnische Verfahren, um die Eigenschaften von Organismen, die in der Biokraftstoffproduktion eingesetzt werden, gezielt zu verbessern. Dies umfasst die Optimierung von Eigenschaften wie die Nutzung verschiedener Zuckerarten, eine höhere Lipidsynthese sowie eine gesteigerte Photosynthese. Während es für einfache Bakterien bereits viele Werkzeuge zur genetischen Manipulation gibt, sind die gentechnischen Verfahren für die meisten Organismen zur Biokraftstoffproduktion noch begrenzt.

Aktuell wird an zwei Ansätzen geforscht: Zum einen an der genetischen Optimierung in den natürlichen Prozessen selbst, um Wachstumsraten zu steigern, verschiedene Kohlenstoffquellen zu nutzen und die Stoffwechselprozesse für die Biokraftstoffproduktion zu verbessern. Zum anderen an dem Einsatz verschiedener Mikroorganismen, wie Bakterien, Hefen und Algen, welche verschiedene Substrate nutzen, um verschiedene Biokraftstoffe zu produzieren. Mit gentechnischen Werkzeugen können daher Menge und Qualität von Biokraftstoffen kontrolliert und gesteigert werden. Beispielsweise bieten genetisch veränderte Algen höhere Produkterträge durch die photosynthetische Effizienzsteigerung. Auch mit Hilfe von Prozessen, die auf genetisch optimierten Cyanobakterien basieren, wurden erfolgreich Ethanol sowie andere Kraftstoffe wie Butanol, Isobutanol und modifizierte Fettsäuren produziert.

Allerdings erfordert ein langfristiger Einsatz politische Akzeptanz und Unterstützung. Zurzeit besteht bereits eine kontroverse Debatte über Gentechnik, insbesondere in Europa, weshalb ähnliche Bedenken auch im Bereich der Biokraftstoffproduktion erwartet werden.^{201 202}

²⁰⁰ Vgl. Vattenfall, 2024.

²⁰¹ Vgl. Cavelius et al., 2023.

²⁰² Vgl. Shokravi et al., 2021.

7.3 Aktuelle Forschungsprojekte

Auf nationaler Ebene beschäftigt sich das Deutsche Biomasseforschungszentrum mit der Nutzung von Biomasse zur Energieerzeugung und betreut ca. 120 Projekte jährlich. Für die Immobilienbranche sind Projekte wie „OBEN – Öl-Ersatz Biomasse Heizung“ (2023), „CoFire2 – Begutachtung von Biowärme aus Mitverbrennung von Biomasse in konventionellen Heizkraftwerken“ (2019), „WKK – Demonstrator - Erforschung und Errichtung eines Technologie-Demonstrators zur stromnetzstabilisierenden Heizung auf Basis biogener Festbrennstoffe (Mikro-WärmeKraft-Kopplung)“ (2019) und „SenSTEF – Sensorgestützte Verbrennungsluftregelung zur Minimierung der Emissionen von Biomasseheizkesseln“ (2016) von besonderer Bedeutung.²⁰³ Auch das Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg forscht seit 1990 an innovativen Möglichkeiten der Biokraftstoffherstellung und -Nutzung. Hierbei liegt der Fokus auf den Nachhaltigkeitsanalysen und Ökobilanzen von Biokraftstoffen der ersten bis zur dritten Generation.²⁰⁴ Das Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB besonders für Biokraftstoffe der dritten Generation relevant. Dieses befasst sich mit der Herstellung moderner Biokraftstoffe auf Basis von Algen und Cyanobakterien durch den Einsatz selbstentwickelter Verfahren in Flachplatten-Airlift-Reaktoren. Ziel ist eine Verbesserung des Ertrags verschiedener Inhaltstoffe der Algen, die zur Energieerzeugung verwendet werden können: Carotinoide, Omega-3-Fettsäure, Proteine und Triglyceride. Das Projekt wird zurzeit in Labor- und teilweise Pilotmaßstab umgesetzt.²⁰⁵

An Biokraftstoffen der dritten Generation wird auch europaweit im Rahmen verschiedener Projekte geforscht. „FUELGAE“ befasst sich mit der Mikroalgenkultur, Steigerung des Lipidgehalts der Organismen, Integration der Kraftstoffe in bestehenden industriellen Prozessen und CO₂ Reduzierung durch seinen Einsatz in der Algenproduktion. Daran sind Irland, Spanien, Österreich, Griechenland, Rumänien und Finnland beteiligt.²⁰⁶

Die EU selbst finanziert zurzeit 15 weitere Projekte für die Forschung an Biokraftstoffen, diese beschäftigen sich allerdings größtenteils mit dem Einsatz in der Transport- und

²⁰³ Vgl. Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2024.

²⁰⁴ Vgl. Institut für Energie und Umweltforschung, o.J.

²⁰⁵ Vgl. Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB, o.J.

²⁰⁶ Vgl. FUELGAE, 2023.

Industriebranche. Von allgemeinen Projekten zur Effizienzsteigerung bei der Herstellung, wie COMSYN, ABC-SALT, TO-SYN-FUEL und 4REFINERY kann jedoch auch die Gebäudeenergieversorgung profitieren.²⁰⁷

8 Fazit

Die Nutzung von Biokraftstoffen im Gebäudesektor bietet sowohl Chancen als auch zahlreiche Herausforderungen, die sorgfältig abgewogen werden müssen. Einer der bedeutendsten Vorteile liegt in der möglichen Reduktion von Treibhausgasemissionen. Dies kann einen wichtigen Beitrag zur Erreichung von Klimazielen leisten, insbesondere in Regionen, in denen der Gebäudesektor einen großen Anteil am Energieverbrauch hat.

Allerdings sind mit der großflächigen Produktion von Biokraftstoffen auch erhebliche Risiken verbunden. Eine wesentliche Herausforderung stellt die Landnutzungsänderung dar, die durch den Anbau von Energiepflanzen verursacht wird. Diese Umstellung kann zur Zerstörung von Wäldern und anderen ökologisch wertvollen Flächen führen, was die Freisetzung erheblicher Mengen an Treibhausgasen zur Folge hat und somit den Klimavorteil der Biokraftstoffe teilweise zunichtemachen kann. Zudem steht der Anbau von Energiepflanzen in direkter Konkurrenz zur Produktion von Nahrungs- und Futtermitteln. Dies kann zu höheren Lebensmittelpreisen und Nahrungsmittelknappheit führen, insbesondere in ärmeren Regionen der Welt, wo die Landwirtschaft ohnehin stark beansprucht wird. Zusätzlich führt der Anbau von nachwachsenden Rohstoffen in diesen Regionen zu längeren Transportwegen und somit zu höheren Kosten und Emissionen.

Eine Alternative hierzu ist die Nutzung von Abfallstoffen zur Produktion von Biokraftstoffen. Diese Methode vermeidet die Probleme der Landnutzungsänderung und des Nahrungskonflikts, da keine zusätzlichen Flächen für den Anbau von Energiepflanzen benötigt werden. Abfallstoffe wie landwirtschaftliche Reststoffe, Holzabfälle oder Altöl können effizient in Biokraftstoffe umgewandelt werden, was nicht nur zur Energiegewinnung beiträgt, sondern auch zur Reduktion von Abfall. Allerdings kann der aktuelle Energiebedarf

²⁰⁷ Vgl. CORDIS 2024.

nicht ausschließlich mit den verfügbaren Abfällen gedeckt werden, auch wenn diese optimal gesammelt und verarbeitet werden. Daher kann die Nutzung von Biokraftstoffen im Gebäudesektor nicht isoliert betrachtet werden. Eine Ergänzung durch andere erneuerbare Energiequellen wie Solarenergie, Windkraft oder Geothermie ist unerlässlich, um eine ganzheitliche und nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten. Diese Kombination kann die Abhängigkeit von einzelnen Energiequellen verringern, die Energieversorgung diversifizieren und die Risiken, die mit der Nutzung von Biokraftstoffen verbunden sind, minimieren. Auch eine temporäre Ergänzung von bestehenden Anlagen, die mit fossilen Treibstoffen betrieben werden, kann in Betracht gezogen werden, um die ökologischen Auswirkungen bis zum Ende des Lebenszyklus der Anlage möglichst zu minimieren.

Aufgrund der derzeit hohen Preise pro Kilowattstunde der Biokraftstoffe ist die Wirtschaftlichkeit oft umstritten, diese soll für jeden Einzelfall unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen, Förderungen und perspektivischer Preissteigerung von Erdölderivaten analysiert werden.

Im Allgemeinen kann man nicht davon ausgehen, dass Biokraftstoffe nach dem jetzigen Stand der Technik die zentrale Rolle für die Energiewende einnehmen werden, da die Verfügbarkeit der Rohmaterie in den meisten Fällen begrenzt ist, oder zu ökologischen Nachteilen durch den großflächigen Anbau von Energiepflanzen führt. Jedoch kann der Einsatz von Biokraftstoffen im Gebäudesektor einen wertvollen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten, wenn er verantwortungsbewusst und in Kombination mit anderen regenerativen Energien erfolgt. Dabei ist es entscheidend, die ökologischen, sozialen und ökonomischen Auswirkungen des gesamten Lebenszyklus zu berücksichtigen und nachhaltige Alternativen, wie die Nutzung von Abfallstoffen, verstärkt zu fördern.

9 Literaturverzeichnis

38. BImSchV (2017) Gesetze-im-internet.de. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_38_2017/BJNR389200017.html (Zugegriffen: 4. September 2024).

Absolute Dynamics (2022) Funktionsweise eines BHKW – die Technik einfach erklärt, Energas BHKW GmbH. Verfügbar unter: <https://www.energas-gmbh.de/bhkw-funktionsweise/> (Zugegriffen: 26. Juli 2024).

AGFW (o.J.) Agfw.de. Verfügbar unter: <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/europa-und-internationales/red-ii/> (Zugegriffen: 2. August 2024).

Agriportance (2023). Preisentwicklung von Biomethan. agriportance GmbH. Verfügbar unter: <https://agriportance.com/de/preisentwicklung/biomethan-entwicklung-preise/> (Zugegriffen: 13. August 2024)

Ahrens, R. (2011) „Biogas und Biomethan: Direkte Treibhausgasbilanz ist positiv“, Ingenieur.de. Verfügbar unter: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/biogas-biomethan-direkte-treibhausgasbilanz-positiv/>. (Zugegriffen: 1. August 2024)

Alexander, P. (2016) Wie viel Wärme gibt ein Ethanol Kamin ab? Heizleistung und Kosten, Elektrokamintest.com. Verfügbar unter: <http://elektrokamintest.com/wie-viel-waerme-gibt-ein-ethanol-kamin-ab-heizleistung-und-kosten/> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

Anlauf, T. (2016): Großvieh macht ganz schön viel Mist. In: Süddeutsche Zeitung 2016, 25.02.2016. Online verfügbar unter <https://www.sueddeutsche.de/muenchen/alternative-energie-grossvieh-macht-ganz-schoen-viel-mist-1.2831930>, zuletzt geprüft am 18.07.2024. (Zugegriffen: 25. Juli 2024)

Arbeitsgemeinschaft (Hg.) (2023): Transport von Biodiesel. Berlin.

Arbeitsgemeinschaft Qualitätsmanagement Biodiesel e.V. (Hg.) (2019): Biodiesel - Tank und Lagerung. Berlin.

Archea Service (o.J.) Gaserträge- und Nährstoffgehalte Abfall. Verfügbar unter: https://www.archea-biogas.de/_mediafiles/9-substrate.pdf (Zugegriffen: 30. August 2024).

ASUE. (2010) BHKW–Grundlagen.

August, K. (2020) Wie viel CO₂ steckt in einem Liter Benzin? Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren.

Bauernverband (2019) Ackerbau in Deutschland, Bauernverband.de. Verfügbar unter: <https://www.bauernverband.de/themendossier/afrikanische-schweinepest/ackerbau-in-deutschland> (Zugegriffen: 19. Juli 2024).

BauSites (2024) SenerTec kombiniert Mini-Blockheizkraftwerk mit Wärmepumpe, Photovoltaik und Co. BauSites GmbH. Verfügbar unter: <https://www.bau-links.de/webplugin/2024/1081.php4> (Zugegriffen: 28. Juli 2024)

BDEW (o.J.) Biomethan: Erneuerbar, speicherbar, flexibel, Bdew.de. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/erdgas/biomethan-erneuerbar-speicherbar-flexibel/> (Zugegriffen: 19. Juli 2024).

Becker, H. (2022) EthanolKamin zum Heizen?: Warum das gefährlich und teuer ist, RedaktionsNetzwerk Deutschland. Verfügbar unter: <https://www.rnd.de/bauen-und-wohnen/ethanolKamin-zum-heizen-warum-das-gefaehrlich-und-teuer-ist-XDK2SFELJRD-HDLGMYYZN2CJKQQ.html> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

BHKW-Berater (o.J.) Wirtschaftlichkeit von einem Blockheizkraftwerk, Ihr-bhkw-berater.de. Verfügbar unter: <https://www.ihr-bhkw-berater.de/aktuelles/bhkw-wirtschaftlichkeit> (Zugegriffen: 13. August 2024).

BHKW-Infozentrum (2016) Wie hoch ist die Lebensdauer eines Blockheizkraftwerkes (BHKW)? BHKW-Infozentrum. Verfügbar unter: <https://www.bhkw-infozentrum.de/faq-bhkw-kwk/wie-hoch-ist-die-lebensdauer-eines-blockheizkraftwerkes-bhkw> (Zugegriffen: 13. August 2024).

BImSchG - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis (2015) Gesetze-im-internet.de. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/bimSchG/> (Zugegriffen: 4. September 2024).

Bio Power Nordwestschweiz (o.J.) Biogasertrag und CO₂-Anteil.

Bioethanol (2023) Was ist ein Nachteil von Bioethanol - Was, Wie, Wann, Wo. Verfügbar unter: <https://bioethanol.nl/de/2023/01/06/was-ist-ein-nachteil-von-bioethanol/> (Zugegriffen: 16. Juli 2024).

Bioethanol (2023) Wie wird Bioethanol hergestellt - Was, Wie, Wann, Wo. Verfügbar unter: <https://bioethanol.nl/de/2023/01/06/wie-wird-bioethanol-hergestellt-2/> (Zugegriffen: 16. Juli 2024).

Biokraft-NachV - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis (2021) Gesetze-im-internet.de. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/biokraft-nachv_2021/ (Zugegriffen: 4. September 2024).

BioKraftQuG: Biokraftstoffquotengesetz (2007) Buzer.de. Verfügbar unter: <https://www.buzer.de/s1.htm?g=Biokraftstoffquotengesetz&f=1> (Zugegriffen: 2. August 2024).

Biopower Nordwestschweiz (o. J.). Biogasertrag und CO₂-Anteil. Bio-power.ch. Abgerufen 8. September 2024, von https://www.bio-power.ch/files/4GQ89DX/biogasertrag_und_co2_anteil.pdf

Blümm, F. (2020) „CO₂ Äquivalente: Treibhauspotential von Methan & Lachgas“, Tech for Future. Verfügbar unter: <https://www.tech-for-future.de/co2-methan/>. (Zugegriffen: 2. August 2024)

Bosch (2024) COP Wärmepumpe: Werte, Bedeutung, Berechnung, Bosch Home Comfort. Verfügbar unter: <https://www.bosch-homecomfort.com/de/de/wohngebaeude/wissen/heizungsratgeber/waermepumpe/cop-waermepumpe/> (Zugegriffen: 17. August 2024).

Boyce, M. P. (2013) Gasturbinen Handbuch. 1997. Aufl. Übersetzt von K. Schmitt. Berlin: Springer.

Buckermann, W.-A. und Kailer, J. (2012) Biokraftstoffe der dritten Generation - die Zukunft einer nachhaltigen Kraftstoffversorgung, Technische Informationsbibliothek (TIB). Verfügbar unter: <https://www.tib.eu/de/suchen/id/tema%3ATEMA20120300726/Biokraftstoffe-der-dritten-Generation-die-Zukunft/> (Zugegriffen: 3. September 2024).

Bundesamt für Naturschutz (2022) Fortschrittliche Biokraftstoffe, Bfn.de. Verfügbar unter: <https://www.bfn.de/fortschrittliche-biokraftstoffe> (Zugegriffen: 2. August 2024).

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2024). Förderprogramm im Überblick. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Foerderprogramm_im_Ueberblick/foerderprogramm_im_ueberblick_node.html (Zugegriffen 27. Juli 2024).

Bundesinformationszentrum Landwirtschaft (2023) Energie aus nachwachsenden Rohstoffen. Verfügbar unter: <https://www.landwirtschaft.de/umwelt/klimawandel/erneuerbare-energien/energie-aus-nachwachsenden-rohstoffen>. (Zugegriffen: 28. August 2024)

Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (o. J.). Biokraftstoffe im Überblick. Bmk.gv.at. Verfügbar unter: <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/biomasse/alternative-kraftstoffe/ueberblick.html> (Zugegriffen: 4. September 2024).

Bundesnetzagentur (2023) Gasversorgung, Bundesnetzagentur.de. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2023/start.html (Zugegriffen: 19. Juli 2024).

Bundesnetzagentur (2024) Netzentgelte, Bundesnetzagentur.de. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/67_vermNetzentG/BK8_vermNetzentg.html (Zugegriffen: 19. August 2024).

Burgert, T. (2019) BUND: Sprit soll bis 2030 um fast 50 Cent teurer werden, Verkehrs-rundschau. Verfügbar unter: <https://www.verkehrsrundschau.de/nachrichten/transport-logistik/bund-sprit-soll-bis-2030-um-fast-50-cent-teurer-werden-2974822> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

Cavelius P. et al (2023) The potential of biofuels from first to fourth generation.

Chemie Lexikon (ohne Datum) Batch-Prozess. Chemie.de. Verfügbar unter: <https://www.chemie.de/lexikon/Batch-Prozess.html> (Zugegriffen: 8. September 2024).

CORDIS (2024) Erneuerbare Kraftstoffe: Fortgeschrittene Biokraftstoffe und synthetische erneuerbare Kraftstoffe, CORDIS | European Commission. Publication Office/CORDIS. Verfügbar unter: <https://cordis.europa.eu/article/id/443177-advanced-biofuels-and-synthetic-renewable-fuels/de> (Zugegriffen: 4. September 2024).

Debus, J. (2023) Rapsöl-BHKW, Feld und Stall. Verfügbar unter: <https://feldundstall.de/rapsoel-bhkw/> (Zugegriffen: 17. August 2024).

Demirbas, A. (2008) Biodiesel: A realistic fuel alternative for diesel engines. 2008. Aufl. London, England: Springer.

Deutscher Bundestag (2006) Umweltbelastungen durch Biokraftstoffe.

Deutsches Biomasseforschungszentrum (2024) Forschung & Entwicklung, Deutsches Biomasseforschungszentrum. Verfügbar unter: <https://www.dbfz.de/forschung/forschung-entwicklung> (Zugegriffen: 4. September 2024).

Deutsches Biomasseforschungszentrum (o.J.) PaplGas, Deutsches Biomasseforschungszentrum. Verfügbar unter: <https://www.dbfz.de/paplgas> (Zugegriffen: 20. Juli 2024).

Doormann, G. (2023) Heizkosten berechnen, Heizungsfinder.de. DAA GmbH. Verfügbar unter: <https://www.heizungsfinder.de/heizung/heizkosten/heizkosten-berechnen> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

Drews, E. (2023) Eine neue Gasheizung birgt Risiken, Stuttgarter Nachrichten. Verfügbar unter: <https://www.stuttgarter-nachrichten.de/inhalt.heizen-mit-biogas-und-wasserstoff-technologieoffenheit-hat-grenzen.18ef1d61-9796-4460-a352-325d36cfc8f1.html> (Zugegriffen: 19. Juli 2024).

Dunkl, F. (2018): Klärschlamm und Brennstoffzelle: Energie aus Abwasser. Hg. v. Reset Digital for Good. Online verfügbar unter <https://reset.org/energie-aus-abwasser-03222018/>, zuletzt geprüft am 11.07.2024. (Zugegriffen: 10. August 2024)

EnergieStG - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis (o.J.) Gesetze-im-internet.de. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/energiestg/> (Zugegriffen: 4. September 2024).

Enertec (2013) Datenblätter – Erdgas BHKW, Enertec-kraftwerke.de. Verfügbar unter: <https://www.enertec-kraftwerke.de/de/produkte-downloads-erdgas-bhkw/> (Zugegriffen: 19. August 2024).

Erb, K.-H. et al.. (2023) Energie aus Holzbiomasse: begrenzte Klimaschutz-Potenziale.

Erdgas Südwest (2023) Biogas-Heizung – Kosten, Vorteile, Nachteile. Verfügbar unter: <https://www.erdgas-suedwest.de/naturlichzukunft/heizen-biogas-erdgas-vorteile-nachteile-kosten/> (Zugegriffen: 19. Juli 2024).

ESU Services (2016) Ökobilanz Bioethanol aus pflanzlichen Rohstoffen, ESU-services - fair consulting in sustainability. Verfügbar unter: <https://esu-services.ch/de/projekte/bioenergie/bioethanol/> (Zugegriffen: 23. August 2024).

Faehrmann, F. (2024) HVO: Wie wird der Treibstoff hergestellt und was kostet er?, Verkehrsrundschau, Tecvia GmbH. Verfügbar unter: <https://www.verkehrsrundschau.de/vr-wissen/alternative-antriebe/hvo-wie-wird-der-treibstoff-hergestellt-und-was-kostet-er-3314215> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

Flüssiggas (2021) Flüssiggas-BHKW: Funktion, Vorteile, Kosten, Vergleich, flüssiggas.de. Verfügbar unter: <https://fluessiggas.de/wissen/gewerbe/bhkw/> (Zugegriffen: 26. Juli 2024).

FNR (2021) Holz – die große erneuerbare Energie Effiziente Holzwärme für den Energiemix der Zukunft, Fnr.

FNR (2023) Biogas-Speicherkraftwerke: flexibler Strom und kommunale Wärme aus heimischen Rohstoffen, Fnr.de. Verfügbar unter: <https://bioenergie.fnr.de/service/presse/news-und-presse/aktuelle-nachricht/biogas-speicherkraftwerke-flexibler-strom-und-kommunale-waerme-aus-heimischen-rohstoffen> (Zugegriffen: 18. August 2024).

FNR (o.J.) Biodiesel, Fnr.de. Verfügbar unter: <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/biodiesel/> (Zugegriffen: 17. Juli 2024).

FNR (o.J.) Biokraftstoffe, Fnr.de. Verfügbar unter: <https://bioenergie.fnr.de/bioenergie/biokraftstoffe/> (Zugegriffen: 4. September 2024).

FNR (o.J.) Biomethan, Fnr.de. Verfügbar unter: <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biomethan> (Zugegriffen: 19. Juli 2024).

FNR (o.J.) Energiepflanzen, Fnr.de. Verfügbar unter: <https://bioenergie.fnr.de/bioenergie/energiepflanzen/> (Zugegriffen: 2. Juli 2024).

FNR (o.J.) Faustzahlen, Fnr.de. Verfügbar unter: <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen> (Zugegriffen: 19. Juli 2024).

FNR (o.J.) HVO, Fnr.de. Verfügbar unter: <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/hydrierte-pflanzenoel-hvo/> (Zugegriffen: 17. Juli 2024).

FNR (o.J.) Pflanzenöl-BHKW, Fnr.de. Verfügbar unter: <https://heizen.fnr.de/biomasseanlagen/kwk-anlagen/pflanzenoel-bhkw> (Zugegriffen: 4. September 2024).

FNR (o.J.) Wärme, Fnr.de. Verfügbar unter: <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/waerme> (Zugegriffen: 30. Juli 2024).

FNR (o.J.) Pflanzenölkraftstoff, Fnr.de. Verfügbar unter: <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/pflanzenoel/> (Zugegriffen: 17. Juli 2024).

Fonseca, S. (2023) Wie hoch sind die Betriebskosten einer Wärmepumpe? Grünes Haus. Verfügbar unter: <https://gruenes.haus/betriebskosten-waermepumpe/> (Zugegriffen: 31. August 2024).

Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB (2021) Algenbiomasse als regenerativer Energieträger, Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB. Verfügbar unter: <https://www.igb.fraunhofer.de/de/forschung/algenbiotechnologie/algenbiomassenutzung.html> (Zugegriffen: 4. September 2024).

Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB (o.J.) Algenbiotechnologie. Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB. Verfügbar unter: <https://www.igb.fraunhofer.de/de/forschung/algenbiotechnologie.html> (Zugegriffen: 4. September 2024).

FUELGAE (2023) About FUELGAE, Fuelgae. Verfügbar unter: <https://fuelgae.eu/about-us/> (Zugegriffen: 4. September 2024).

Gammel Engineering (o.J.) Heizwert - Brennwert . Verfügbar unter: <https://gammel.de/de/lexikon/heizwert---brennwert/4838> (Zugegriffen: 19. Juli 2024).

Gronauer, A. et. al. (2014) Energietechnik (Alternative Energien), in Institut für mobile Maschinen und Nutzfahrzeuge (Hg.) Jahrbuch Agrartechnik 2013.

Haus-Garten-Infos (2009) Pflanzenölheizung - Umrüstung oder Neuinstallation?, Haus-Garten-Infos. Verfügbar unter: <https://www.haus-garten-infos.de/pflanzenoelheizung-umruetzung/> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

Heizsparer (2011) BHKW Kosten, Heizsparer. Verfügbar unter: <https://www.heizsparer.de/heizung/heizungssysteme/bhkw/bhkw-kosten> (Zugegriffen: 19. August 2024).

Henke, J. M. (2005) Biokraftstoffe: Eine weltwirtschaftliche Perspektive.

Hermeling, W. et. al.(2023) Biogas - ein Taschenbuch für die Erzeugerpraxis: Erzeugerwissen, Aufbereitung und Vermarktung.

Hinterhofer, O. (1973) Zum Mechanismus der Hydrogenolyse aromatisch gebundenen Halogens, Monatshefte für Chemie. Springer Verlag.

Hoffmann, B. (2013) Energiepreis. Energieagentur-ebe-m.de. Verfügbar unter: https://www.energieagentur-ebe-m.de/data/dokumente/energiepreis/2018/WB_Hoffmann_Birgid_sb33.pdf (Zugegriffen: 13. August 2024).

Icke, J. (2024) Vegetable oil emissions study reveals urgent need for greener growing solutions, University of Nottingham.

IFEU (2003) Neue Ökobilanz von Biodiesel, Institut für Energie- und Umweltforschung.

Ing. Büro Junge (2009) Energieberatung: KWK, BHKW, Kraft-Wärme-Kopplung, Blockheizkraftwerk, Mini-BHKW: Aufbau, Funktion, Wirtschaftlichkeit. Verfügbar unter: <https://www.xn--ing-bro-junge-0ob.de/html/kwk.html> (Zugegriffen: 26. Juli 2024)

Institut für Energie- und Umweltforschung (o.J.) Biokraftstoffe, ifeu gmbH: Institut für Energie- und Umweltforschung. Verfügbar unter: <https://www.ifeu.de/themen/biomasse/bioenergie/biokraftstoffe> (Zugegriffen: 4. September 2024).

International Energy Agency (2023) Transport biofuels – renewables 2023 – Analysis, IEA. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023/transport-biofuels> (Zugegriffen: 2. September 2024).

Janson, M. (2022) Deutschlands Kraftwerks-Mix, Statista. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/infografik/27641/stromerzeugungskapazitaet-der-kraftwerke-in-deutschland-nach-energetraeger/> (Zugegriffen: 26. Juli 2024).

Kaltschmitt, M. et. al. (Hg.) (2016): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. 3., aktualisierte und erweiterte Auflage. Berlin: Springer Vieweg.

KATALYSE Institut (o.J.) Anbau und Verarbeitung von Ölpflanzen – Chemie in Lebensmitteln – Katalyse.de. Verfügbar unter: <https://chemie-in-lebensmitteln.katalyse.de/anbau-und-verarbeitung-von-oelpflanzen/> (Zugegriffen: 17. Juli 2024).

Kesselheld (2016) Bioheizöl: Vorteile, Preise & Entwicklung. Verfügbar unter: <https://www.kesselheld.de/bioheizoel/> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

KfW (o. J.). Förderprodukte für Energie und Umwelt. Kfw.de. Verfügbar unter: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/F%C3%B6rderprodukte-\(S3\).html?kfwmc=vt.sea.bing.SEA_VT_EEU_Biomasse_BK.Biomasse_BK.kfw%20biomasse&wt_cc1=umwelt&wt_cc2=unt|energie-umwelt&wt_cc3=79371582604968_79371169294917_bp_c&mscl-kid=bd0fd32f436a199f39c1b59a6b6d72a5](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/F%C3%B6rderprodukte-(S3).html?kfwmc=vt.sea.bing.SEA_VT_EEU_Biomasse_BK.Biomasse_BK.kfw%20biomasse&wt_cc1=umwelt&wt_cc2=unt|energie-umwelt&wt_cc3=79371582604968_79371169294917_bp_c&mscl-kid=bd0fd32f436a199f39c1b59a6b6d72a5) (Zugegriffen 8. August 2024).

KfW (o. J.). Nichtwohngebäude – Kredit. Kfw.de. Verfügbar unter: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-und-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Bundesf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude-Nichtwohngeb%C3%A4ude-Kredit-\(263\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-und-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Bundesf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude-Nichtwohngeb%C3%A4ude-Kredit-(263)/) (Zugegriffen 8. August 2024).

Kfz Net (2016) E85 Kraftstoff, Kfz.net. Verfügbar unter: <https://www.kfz.net/autolexikon/e85/> (Zugegriffen: 26. Juli 2024)

-
- Kirchner, R.** (2012) Vergleich von Biokraftstoffen, Biomasse und Bioenergie. Biomass-Muse. Verfügbar unter: <https://www.biomasse-nutzung.de/vergleich-biokraftstoffe-heizwert/> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).
- Köllner, C.** (2024) Das müssen Sie zur Diesel-Alternative HVO wissen, Springerprofessional.de. Verfügbar unter: <https://www.springerprofessional.de/betriebsstoffe/diesel/das-muessen-sie-zur-diesel-alternative-hvo-wissen/23641558> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).
- Kompetenzzentrum Energie EKO e.V.** (o. J.) Biogas für Kommunen, Kompetenzzentrum-energie.info. Verfügbar unter: <https://kompetenzzentrum-energie.info/hp757/Biogas-fuer-Kommunen.htm> (Zugegriffen: 4. September 2024).
- Kümpel, N.** (2024) Heizkosten 2024 - Damit können Sie rechnen, Wegatech. Verfügbar unter: <https://www.wegatech.de/ratgeber/heizkosten/> (Zugegriffen: 18. August 2024).
- Lauter, O.** (2013) Umrüstung auf Bioethanol, Kues-magazin.de. Verfügbar unter: <https://www.kues-magazin.de/umruestung-auf-bioethanol/> (Zugegriffen: 26. Juli 2024).
- Mann, N. et al** (2003) Bacterial photosynthesis genes in a virus, *Nature*, 2003(424).
- Märtel, C.** (2023) BHKW Wirtschaftlichkeit: Einflussfaktoren auf Amortisation & Rendite, Heizungsfinder.de. DAA GmbH. Verfügbar unter: <https://www.heizungsfinder.de/bhkw/wirtschaftlichkeit> (Zugegriffen: 13. August 2024).
- Märtel, C.** (2023) BHKW: Energiesteuer und Stromsteuer rückerstatten, Heizungsfinder.de. DAA GmbH. Verfügbar unter: <https://www.heizungsfinder.de/bhkw/wirtschaftlichkeit/energiesteuer> (Zugegriffen: 9. August 2024).
- Märtel, C.** (2023) Biogasspeicher - sichere Lagerung von Biogas für Aufbereitung & BHKW, Heizungsfinder.de. DAA GmbH. Verfügbar unter: <https://www.heizungsfinder.de/bhkw/biogasanlage/biogasspeicher> (Zugegriffen: 19. Juli 2024).
- Max-Planck-Gesellschaft** (2011) Stickstoff-Dünger spielt beim Klimawandel eine Doppelrolle, Mpg.de. Verfügbar unter: https://www.mpg.de/4387747/stickstoff_duenger_klimawandel (Zugegriffen: 22. August 2024).
- Mertens, H.** (2008) Bioenergie: Diskursiv produzierte Erzählungen zum Klimawandel. 1. Aufl. LIT.
- Meyer, R. et al.** (2007) Chancen und Herausforderungen neuer Energiepflanzen.
- Müller-Lohse, L.** (2021) Biokraftstoffe: Überblick, aktueller Stand und Zielsetzungen mit Fokus auf Biomethan.
- Munack, A. und Krahl, J.** (2003) Biodiesel - Potenziale, Umweltwirkungen, Praxiserfahrungen. Braunschweig: Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft.

-
- Muñoz, I. et. al.** (2013) Life cycle assessment of bio-based ethanol produced from different agricultural feedstocks.
- Nachtmann, K.** (2012) Verflüssigung und Speicherung von Biomethan durch das Tieftemperatur-Desublimationsverfahren. Hochschule Ansbach.
- Neue Energie Technik** (o.J.) Das Diesel Blocheizkraftwerk, Neue-energie-technik.net. Verfügbar unter: <https://www.neue-energie-technik.net/blockheizkraftwerk-diesel.html> (Zugegriffen: 4. September 2024).
- Ochsner** (o.J.) AIR 11, Ochsner. Verfügbar unter: <https://www.ochsner.com/de-de/ochsner-produkte/air-11-c11a/> (Zugegriffen: 18. August 2024).
- Ohemichen, K. et al.** (2015) Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biomethan.
- Osteroth, D.** (2013). Von der Kohle zur Biomasse: Chemierohstoffe und Energieträger im Wandel der Zeit (1989. Aufl.). Springer.
- Paschotta, R.** (2010) Dampfturbine, RP Photonics AG. Verfügbar unter: <https://www.energie-lexikon.info/dampfturbine.html> (Zugegriffen: 26. Juli 2024).
- Paschotta, R.** (2010) Gasturbine, RP Photonics AG. Verfügbar unter: <https://www.energie-lexikon.info/gasturbine.html> (Zugegriffen: 26. Juli 2024).
- Paschotta, R.** (2011) Stromkennzahl, RP Photonics AG. Verfügbar unter: <https://www.energie-lexikon.info/stromkennzahl.html> (Zugegriffen: 26. Juli 2024).
- Pietzsch, J.** (2017) Bioökonomie für Einsteiger. 1. Aufl. Wiesbaden: Springer.
- Pontenagel, I.** (Hg.) (1995): Das Potential erneuerbarer Energien in der Europäischen Union. Ansätze zur Mobilisierung erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg
- Portillo, G.** (2022) Bioethanolöfen, Renovables Verdes. Verfügbar unter: <https://www.renovablesverdes.com/de/Bioethanol%C3%B6fen/> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).
- Pucker J. et. al.** (2010) Ökobilanz Biogas - Erfolgsfaktoren zur nachhaltigen Nutzung der Biogastechnologie am Beispiel ausgewählter Biogasanlagen
- Rabacal, M. et. al.** (2017) Biorefineries: Targeting energy, high value products and waste valorisation. 1. Aufl. Cham ZG, Schweiz: Springer International Publishing.
- Rafiee, A. et. al.** (2020): Biogas as an energy vector: a review. South Ural State University, Chelyabinsk, Russia. Department of Theoretical Foundations of Electrical Engineering.

Ravindra, P. (2015) *Advances in bioprocess technology*. 1. Aufl. Basel, Schweiz: Springer International Publishing.

Renger, I. S. (2024) Kreditzinsen aktuell – Sinken die Zinsen wieder?, Handelsblatt.com. Handelsblatt Vergleich. Verfügbar unter: <https://www.handelsblatt.com/vergleich/kreditin-sen-aktuell/> (Zugegriffen: 13. August 2024).

SAB (2023). *Energieeffizienzmaßnahmen: Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und Reduzierung von Treibhausgasemissionen*.

Sachverständigenrat Bioökonomie Bayern (2017) *Zellulose-Ethanol*.

Schäfers, S. (2024). Gaspreise 2024: Aktuelle Gaskosten und Preisentwicklung. Vergleich.de; Verfügbar unter: Vergleich.de. <https://www.vergleich.de/gaspreise.html>. (Zugegriffen: 12. August 2024).

Schäfers, S. (2024). Strompreise 2024: Das kostet Strom aktuell. Vergleich.de; Verfügbar unter: <https://www.vergleich.de/strompreise.html>. (Zugegriffen: 12. August 2024).

Schmoeckel, G. (1998) *Emissionsuntersuchungen an einer Rapsölfeuerung*.

Schommer, S. (2023) *Wieso heizen wir nicht mit Biogas?* wdr.de.

Sense Electra (2020) *Welche BHKW-Leistungsgröße für welchen Einsatz?*, sense electra. Verfügbar unter: <https://www.sense-electra.de/blockheizkraftwerk/bhkw-grundlagen/leistungsgroessen/> (Zugegriffen: 19. August 2024).

Shokravi et al. (2021) *Fourth generation biofuel from genetically modified algal biomass: Challenges and future directions*.

Simply Science (2012) *Wie funktioniert ein Gaskraftwerk?* SimplyScience. Verfügbar unter: <https://www.simplyscience.ch/teens/wissen/wie-funktioniert-ein-gaskraftwerk> (Zugegriffen: 26. Juli 2024).

Sokratherm (o.J.) *Auslegung von BHKW-Anlagen bis 2 MWel*.

Stan, C. (2024) *Klimagerechte Energieszenarien der Zukunft: Mobilität, Heizung, Industrie - mehr als nur Elektroautos, luftsaugende Wärmepumpen und Windräderstrom*. Springer-Verlag

Statista (2020) *Heizölverbrauch privater Haushalte in Deutschland bis 2020*, Statista. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/250390/umfrage/heizoelverbrauch-privater-haushalte-in-deutschland/> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

Statista (2021) *Biodiesel: Vergleich des Ertrags von Energiepflanzen 2021*, Statista. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1177915/umfrage/vergleich-des-ernteertrags-ausgewaehlter-energiepflanzen-fuer-biodiesel/> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

Statista (2024) CO₂-Emissionen von Pkw nach Antriebsform, Statista. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1180098/umfrage/co%25E2%2582%2582-emissionen-eines-pkw-ueber-den-gesamten-lebenszyklus-nach-antriebsform/> (Zugegriffen: 30. August 2024).

Statista (2024) Monatlicher Heizölpreis bis Juni 2024, Statista. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1692/umfrage/preis-fuer-einen-liter-leichtes-heizoel-monatsdurchschnittswerte/> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

Statistisches Bundesamt (2023) Erdgas- und Stromdurchschnittspreise. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-Durchschnittspreise/_inhalt.html (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

Taupp, M. (2001) Biodiesel. Bayerische Julius-Maximilians-Universität Würzburg.

TFZ (o.J.) Biodiesel - FAME, Bayern.de. Verfügbar unter: <https://www.tfz.bayern.de/biokraftstoffe/biodiesel/index.php> (Zugegriffen: 17. Juli 2024).

TFZ (o.J.) Charakteristische Eigenschaften für Rapsölkraftstoff, Bayern.de. Verfügbar unter: <https://www.tfz.bayern.de/biokraftstoffe/pflanzenoelkraftstoff/035524/index.php> (Zugegriffen: 22. August 2024).

Thiering et al. (2011). III Die Bedeutung von Wirtschaftsdüngern für die Energieerzeugung–Eine Beurteilung des Güllebonus in der deutschen Bioenergieförderung. Förderung der Biogasproduktion in Deutschland: Rahmenbedingungen, Folgen und alternative Gestaltungsmöglichkeiten unter besonderer Berücksichtigung der Wirtschaftsdüngernutzung, 6, 41

Thuncke, K. und Remmele, E. (2002) Pflanzenölbetriebene Blockheizkraftwerke. Bayerisches Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen.

Transport Information Service (Hg.) (o.J.): Rapsöl. Gesamtverband der Versicherer. Verfügbar unter <https://www.tis-gdv.de/tis/ware/oele/raps/raps-htm/#:~:text=Raps%C3%B6l%20ist%20bei%20normalen%20Transportbedingungen,um%20die%20Pumpe%20zu%20erhalten.>, (Zugegriffen: 18. Juli 2024)

Umweltbundesamt (2017): Energie und Rohstoffe aus Kläranlagen. Verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/energie-rohstoffe-aus-kläranlagen> (Zugegriffen: 11. Juli 2024)

Umweltbundesamt (2012) Ökobilanzen ausgewählter Biotreibstoffe.

Umweltbundesamt (2013) Bioenergie. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie> (Zugegriffen: 8. Juli 2024).

Umweltbundesamt (2013) Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Energiesystem. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/kraft-waerme-kopplung-kwk-im-energiesystem> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

Umweltbundesamt (2023) Bioabfälle, Umweltbundesamt. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/verwertung-entsorgung-ausgewaehlter-abfallarten/bioabfaelle> (Zugegriffen: 30. August 2024).

Umweltbundesamt (2023) CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde Strom stiegen in 2022, Umweltbundesamt. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-stiegen-in> (Zugegriffen: 30. August 2024).

Umweltbundesamt (2024) Lachgas und Methan. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/landwirtschaft/umweltbelastungen-der-landwirtschaft/lachgas-methan> (Zugegriffen: 22. August 2024).

Umweltdatenbank (o.J.) CO₂-Äquivalent, Umweltdatenbank.de. Verfügbar unter: <https://www.umweltdatenbank.de/cms/lexikon/29-lexikon-c/261-co2-aequivalent.html> (Zugegriffen: 29. August 2024).

UN Climate Technology Centre & Network (ohne Datum) Cellulosic ethanol, Ctc-n.org. Verfügbar unter: <https://www.ctc-n.org/technologies/cellulosic-ethanol> (Zugegriffen: 8. September 2024).

Unnerstall, T. (2021) Faktencheck Nachhaltigkeit: Ökologische Krisen und Ressourcenverbrauch unter der Lupe. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Vaillant (o.J.) ecoPOWER 1.0. Vaillant.de. Verfügbar unter: <https://www.vaillant.de/vaillant-de/1-heizung-finden/foerderung-und-finanzierung/technische-daten-ecopower/techn-daten-ecopower-1-0-stand-12-2012-2328513.pdf> (Zugegriffen: 18. August 2024).

Valov, B. (2023) Handbuch Netzintegration Erneuerbarer Energien: Netzanschluss, Strom-erzeugungsanlagen und Regelung. 2. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg.

Vattenfall (2024) Flugtreibstoffe & ihre Herstellungsverfahren, Vattenfall. Verfügbar unter: <https://www.vattenfall.de/infowelt-energie/fossilfrei-leben/nachhaltiges-kerosin> (Zugegriffen: 3. September 2024).

VDB (2023) Biodiesel, Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie. Verfügbar unter: <https://biokraftstoffverband.de/biokraftstoffe/biodiesel/> (Zugegriffen: 18. August 2024).

Verbraucherzentrale (2023) Kleinwindkraftanlagen: Das sollten Sie wissen, Verbraucherzentrale.de. Verfügbar unter: <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/kleinwindkraftanlagen-das-sollten-sie-wissen-10857> (Zugegriffen: 18. August 2024).

Volta Energy (2023) HVO Biodiesel: Vor- und Nachteile im Überblick, Volta Energy. Verfügbar unter: <https://volta-energy.com/de/blog-de/hvo-biodiesel-die-vor-und-nachteile-auf-einen-blick/> (Zugegriffen: 25. Juli 2024).

Voss, M. (2010) Der Klimawandel: Sozialwissenschaftliche Perspektiven. 2010. Aufl. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

Watter, H. (2022) Regenerative Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme. 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg.

Weigl, B. (2020) Biogas: Heizen mit klimafreundlichem Biogas kostet mehr, Finanztip.de. Verfügbar unter: <https://www.finanztip.de/gaspreisvergleich/biogas/> (Zugegriffen: 19. Juli 2024).

Wiesche, S. und Joos, F. (Hg.) (2018) Handbuch Dampfturbinen: Grundlagen, Konstruktion, Betrieb. 1. Aufl. Wiesbaden: Springer Fachmedien.

Wietschel, M. et al. (2019) Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw.

Wittlinger, J. K. (2021) Gewinnerzielungsabsicht bei kleinen Photovoltaikanlagen bzw. Blockheizkraftwerken, Haufe.de News und Fachwissen. Verfügbar unter: https://www.haufe.de/steuern/finanzverwaltung/gewinnerzielungsabsicht-kleine-photovoltaikanlagen-und-bhkw_164_544758.html (Zugegriffen: 18. August 2024).

Witzke, L. (2017) Alternative Kraftstoffe für die dieselmotorische Verbrennung aus kohlenhydrathaltigen Biomassen und basierend auf bio- und chemisch-katalytischen Herstellverfahren. 1. Aufl. Berlin: Springer Fachmedien.

Wolf (o. J.). Wärmepumpe: Die wichtigsten Kennzahlen. Wolf.eu. Verfügbar unter: <https://www.wolf.eu/de-de/ratgeber/waermepumpe-kennzahlen>. (Zugegriffen: 17. August 2024)

Zajonz, M. (2023): Daten zum Klimawandel im Überblick. ZDF. Verfügbar unter <https://www.zdf.de/nachrichten/politik/klimawandel-deutschland-welt-folgen-daten-100.html>. (Zugegriffen: 12. Juli 2024)

Zinke, O. (2024) Pflanzenöl tanken statt Diesel - Steuerbetrug oder Geld sparen?, Agrarheute.

10 Anhang

10.1 Anhang A: Energieverbrauchsdaten Haus 7 – Hochschule Mittweida

Stromverbrauch

Verbräuche Jahre	kWh
2008	218700
2009	234000
2010	242700
2011	235400
2012	192600
2013	237400
2014	248500
2015	248400
2016	242700
2017	231200
2018	255400

Tabelle 19: Stromverbrauch Haus 7 zwischen 2008 und 2018. Quelle: Hochschule Mittweida.

Wärmeverbrauch

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Januar		88,1	89,6	66,1	74,3	66,8	64,4	67	84,6	61,6	62,9
Februar	47,5	58,4	60,7	57,2	76,7	62,3	51,7	65,9	45,6	71,9	71,5
März	49,5	49,2	45,1	42,5	41	57,7	39,2	52,6	62,3	37,5	68,2
April	29,9	9,3	25	13,5	31,3	34,6	20,5	27,8	25,9	33,1	14,1
Mai	6,5	6	11,6	5,9	7,4	14,3	15,8	15	13	0,1	8,7
Juni	0,6	5,1	2,1	0	1,5	3,5	1,6	7	5,4	13,9	1
Juli	0	0	0	0,8	0	0,1	0,2	0	0,3	0,5	0,4
August	0,3	0	0	0	0	0	0	2,4	5,4	2,1	1,1
September	9,8	2,6	14,1	3,9	2,6	7,8	9,9	10,4	13	14,6	10,8
Oktober	23,8	30,7	29,8	24,7	0,3	25	33,4	41,7	41,8	25	22,5
November	45,6	36,4	43,9	43,5	66,9	51,2	33,2	45,6	63,6	51	48
Dezember	52,8	62,8	83,2	58,1	69	67,1	80,7	58,3	102,3	70,1	53,7

Tabelle 20: Wärmeverbrauch Haus 7 zwischen 2008 und 2018. Quelle: Hochschule Mittweida.

10.2 Anhang B: Gaserträge biogener Abfallarten

Substrat	Trocken-	organische	spezifischer	Methananteil	Gasertrag
	substanz	TS	Gasertrag		
	TS	oTS			
	[%]	[%TS]	[l/ kg oTS]	[%]	[m ³ /t _{Input}]
Altbrot (KTBL)	65	97	760	53,00	479
Äpfelrest	22	97	520	52,00	111
Backabfälle	88	97	764	53,00	652
Bagasse	45	96	165	60,00	71
Bierhefe	10	92	723	62,00	67
Bierhefe abgepresst	25	92	660	62,00	152
Bierhefe trocken	90	92	610	61,00	505
Biertreber frisch (KTBL)	24	96	530	59,00	122
Biertreber siliert	26	95	559	59,00	138
Biertreber trocken	90	95	602	59,00	515
Bioabfall (KTBL)	40	50	615	60,00	123
Blut flüssig	18	96	685	70,00	118
Fettabscheider (KTBL)	5	90	1000	68,00	45
Fettabscheider, abgepresst	30	90	1000	68,00	270
Flotatschlamm	15	90	1000	60,00	135
Frittierfette (KTBL)	95	87	1000	68,00	827
Gemüseabfälle	15	76	500	56,00	57
Getreideschlempe (KTBL)	6	94	640	59,00	36
Glycerin (KTBL)	100	99	850	50,00	842
Heilkräuter (extrahiert)	53	55	650	52,00	189
Kakaoschalen getrocknet	95	92	412	55,00	360
Kartoffelflocken	88	95	667	51,00	558
Kartoffelkraut	17	79	420	55,00	56
Kartoffeln roh siliert	30	93	737	51,00	206
Kartoffelpreßpülpe (KTBL)	25	94	610	50,00	143
Kartoffelpülpe trocken	88	96	661	52,00	558
Kartoffelschälabfall gedämpft	11	91	606	52,00	61
Kartoffelschälabfall roh	11	94	656	51,00	68
Kartoffelschlempe frisch (KTBL)	6	87	670	56,00	35
Kartoffelschrot	88	94	666	51,00	551
Klärschlamm	4	70	525	60,00	15
Labmolke eingedickt	12	92	746	53,00	82
Labmolke frisch	5	92	746	53,00	34
Leinextraktionsschrot	89	93	600	59,00	497
Leinkuchenexpeller	90	94	600	60,00	508
Mageninhalt (Schwein)	14	82	420	55,00	48
Malzkaffeetreber (KTBL)	20	98	510	57,00	100
Malzkeime	92	93	540	57,00	462
Maschinenleimleder	28	90	1000	68,00	252
Melasse	77	90	710	52,00	492
Milchzuckersilasse	30	74	730	56,00	162
MisCHFett	100	100	1150	68,00	1150
Molke frisch (KTBL)	5	92	750	53,00	35
Molke trocken	95	76	730	56,00	527
Molkereiabwasser	2	96	700	52,00	13
Obstrestler frisch (KTBL)	22	98	520	52,00	112
Panseninhalt (KTBL)	15	84	480	55,00	60
Pferdekot ohne Stroh (KTBL)	28	75	300	55,00	63
Raps grün älter stengelreich	14	84	616	55,00	72
Raps grün jung blattreich	12	86	644	55,00	66
Rapsextraktionsschrot	89	92	607	60,00	497
Rapskuchen 15 % Restöl (KTBL)	91	93	680	63,00	575
Sauermolke eingedickt	12	89	742	54,00	79
Sauermolke frisch	6	89	742	54,00	40
Sojabohnenschalen	90	95	600	53,00	513
Speisereste fett	18	92	760	62,00	126
Speisereste fettarm	14	82	640	60,00	73
Speisereste mittl. Fettg. (KTBL)	16	87	680	60,00	95

Tabelle 21: Gaserträge und Nährstoffgehalt verschiedener Abfallarten. Quelle: Archea Service

Biomasse	Biogasertrag	CO₂-Anteil
Rinder-/Schweinegülle:	20 Nm ³ Biogas/to.	14 kg CO ₂ /to.
Obsttrester:	130 Nm ³ Biogas/to.	91 kg CO ₂ /to.
Gemüseabfälle:	55 Nm ³ Biogas/to.	38 kg CO ₂ /to.
Grassilage:	170 Nm ³ Biogas/to.	119 kg CO ₂ /to.
Mais-/Gerstenstroh:	310 Nm ³ Biogas/to.	217 kg CO ₂ /to.
Biotonne aus Haushaltungen:	100 Nm ³ Biogas/to.	70 kg CO ₂ /to.
Reiner Rasenschnitt frisch:	80 Nm ³ Biogas/to.	77 kg CO ₂ /to.
Speiseabfälle:	150 Nm ³ Biogas/to.	105 kg CO ₂ /to.
Altbrötchen:	480 Nm ³ Biogas/to.	336 kg CO ₂ /to.
Molke:	40 Nm ³ Biogas/to.	28 kg CO ₂ /to.
Käseabfall:	670 Nm ³ Biogas/to.	469 kg CO ₂ /to.
Biertreber:	75 Nm ³ Biogas/to.	60 kg CO ₂ /to.
Backabfälle:	650 Nm ³ Biogas/to.	455 kg CO ₂ /to.
Fettabscheidermaterial entwässert:	390 Nm ³ Biogas/to.	273 kg CO ₂ /to.
Altfrittierfett:	870 Nm ³ Biogas/to.	609 kg CO ₂ /to.

Tabelle 22: Biogasertrag und CO₂-Anteil von Bioabfällen. Quelle: Biopower Nordschweiz, o.J.

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Chemnitz, den 09.09.2024

A black rectangular box redacting the signature of the author.

Ana Fanlo Vicente