Universität für Bodenkultur Wien

University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna

Ökonomische, ökologische und anlagentechnische Betrachtung eines Biomethan-Blockheizkraftwerks bei einem Gemüseproduzenten

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Studium

Umwelt und Bioressourcenmanagement

eingereicht von

Florian Preissler, BSc

Matr. Nr.: 0740400

Department für Materialwissenschaften und Prozesstechnik

Institut für Verfahrens- und Energietechnik

Betreuer:

Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Tobias Pröll

Wien, Mai, 2015

Vorwort und Danksagung

Im Rahmen meiner Tätigkeit als Mitarbeiter eines Unternehmens der Energie-Branche, wurde es mir ermöglicht ein innovatives Kundenprojekt als Thema meiner Masterarbeit zu wählen. Hierfür und für deren Unterstützung möchte ich den Mitarbeitern des Unternehmens „Tyrolux Energie & Recycling GmbH“ meinen Dank aussprechen.

Erst durch meinen universitären Betreuer, Tobias Pröll, konnte die Idee der praxisbezogenen Masterarbeit umgesetzt werden. Für den reibungslosen Ablauf und die gute Kooperation bedanke ich mich recht herzlich.

Meinen Eltern, die mich Zeit meines Lebens nicht nur finanziell sondern auch mental unterstützt haben, gebührt ebenso mein Dank wie meinen Brüdern, wobei Philipp meinen Fortschritt bei der Masterarbeit unablässig forciert hat.

Besonderen Dank möchte ich meiner Lebensgefährtin Michelle entgegenbringen, da sie mir in schwierigen Situationen meines Uni-Lebens immer mit guten Ratschlägen beiseite stand und ich mich stets auf Ihre Hilfe und Unterstützung verlassen konnte.

Während meines Studiums stand mir fortwährend mein Uni-Kollege Stefan beiseite. Der gemeinsame Uni-Alltag erleichterte vielerlei Aufgaben und motivierte mich mein Studium voranzutreiben.

Zu guter Letzt bedanke ich mich bei all meinen Freunden, wobei ich besonders Flori, Flo, Mathias und Stephan hervorheben möchte, da ich durch unser Beisammensein wieder Kraft und Motivation für die Masterarbeit tanken konnte. In Freunden der „Zukve-Group“ fand ich ebenfalls immerzu aufmerksame Ansprechpartner, die mir Mut für die Verfassung der Masterarbeit machten.

Kurzfassung

Die Notwendigkeit einer immer effizienteren und emissionsärmeren Energieerzeugung führt zu technologischen Weiterentwicklungen und eröffnet neue Möglichkeiten der Energieproduktion. Das innovative Projekt eines Biomethan Blockheizkraftwerks (BHKW), welches 2013 bei dem Gemüseproduzenten Zeiler realisiert wurde, soll diese Kriterien vereinen und demnach eine nachhaltige Erzeugung von Strom und Wärme ermöglichen. Somit ist es Ziel dieser Diplomarbeit die wirtschaftlichen, umwelttechnischen und anlagentechnischen Aspekte des Biomethan BHKWs zu generieren und zu analysieren. Aufgrund der vorliegenden Daten der Jahre 2010 bis 2014, konnte eine genaue Vergleichsanalyse vor und nach Inbetriebnahme der Anlage durchgeführt werden, um die direkten Veränderungen durch das BHKW darzulegen. Die Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die über eine Leistung von 206 kW_{el} und 266 kW_{th} verfügt, speist die jährlich produzierte Wärmemenge von 2.130 MWh in einen 700 m^3 Schichtladespeicher ein, der außerdem von zwei weiteren BHKWs und einem Gaskessel beheizt werden kann. Der erzeugte Ökostrom wird zu 100 % gegen eine staatlich geförderte Einspeisevergütung von 21,02 Cent/kWh in das öffentliche Stromversorgungsnetz eingebracht. Die erzeugte Strommenge von 1.650 MWh, sowie die thermische Energie sind aufgrund des verwendeten Biomethans als CO_2-neutral zu bewerten, da die bei der Verbrennung freigesetzten Schadstoffemissionen bereits im Vorhinein von der Biomasse aus der Atmosphäre gebunden wurden. Durch den Einsatz des Biomethan Blockheizkraftwerks kommt es zu einer Verringerung der Laufleistungen des Gaskessels und des leistungsstärkeren Erdgas BHKWs, weshalb 12 % des gesamten Wärmebedarfs des Tomatenproduzenten von der Biomethan Anlage abgedeckt werden. Um diesen Anteil wird daher auch der Verbrauch von fossilem Erdgas reduziert, was zu einer CO_{2e} Einsparung von 618 Tonnen/Jahr führt. Neben den ökologischen und anlagentechnischen Aspekten wurde mit Hilfe von Investitionsberechnungsverfahren die Wirtschaftlichkeit des BHKWs überprüft. Mit einer statischen Amortisationsdauer von 4,77 Jahren und einem kumulierten Cashflow von 370.000 €, stellt die Anlage ein attraktives Investitionsprojekt dar. Die dynamische Betrachtung durch die Kapitalwertmethode und die Interne-Zinsfuß-Methode bestätigen dies. Bei einem Kalkulationszinssatz von 8 % kann für die zugrunde gelegte Laufzeit von 15 Jahren ein eindeutig positiver Kapitalwert in der Höhe von rund 126.000 € verzeichnet werden. Der interne Zinsfuß des Projektes konnte mit mindestens 16,8 % beziffert werden, womit eine hohe Rentabilität und ein verhältnismäßig geringes Investitionsrisiko des Öko-Projektes gegeben sind. Sowohl aus ökonomischer, ökologischer als auch anlagentechnischer Sicht ist demnach der Einsatz des Biomethan BHKWs als sinnvoll zu bewerten, womit das Unternehmen seine Anforderungen an eine nachhaltige Energieproduktion erfüllt.

Abstract

The need of a more efficient and low-emission energy production leads to technological advancement and opens up new possibilities in power generation. The innovative project of a combined heat-and-power (CHP) plant, which runs with biomethane tries to achieve these criteria in order to receive a sustainable solution of generating green power and heat. The plant was started for the first time in 2013 and is located in Münchendorf/Austria at the site of the vegetable producer “Zeiler”.

This master thesis investigates the economic, environmental and plant-specific aspects of the combined head-and-power plant. The database of the years 2010 to 2014 shows the differences between the starting point and the final situation, after the plant was implemented, to demonstrate the direct changes triggered by the CHP plant. The Cogeneration plant, which has a power of 206 kW_e and 266 kW_{th} feeds the annually produced amount of heat of 2,130 MWh in a 700 m^3 stratified water storage, which can be also heated by two other CHP plants and a gas boiler. 100 % of the green electricity is supplied to the public electricity grid for a government-sponsored buyback price of 21.02 cents/kWh. The produced amount of electricity of 1,650 MWh, and the thermal energy can be evaluated as CO_2 – neutral, due to the utilized biomethane. The emissions, which are being released during the combustion of biomethane, are absorbed from the atmosphere in advance by the biomass. The use of the biomethane CHP leads to a reduction in the mileage of the gas boiler and the natural gas CHP plants. Therefore, 12 % of the total heat demand of the company is covered by the biomethane plant. Furthermore, the consumption of fossil natural gas is also reduced by the same amount, which leads to an annual saving of 618 tons CO_{2e}. In addition to the environmental and plant-engineering aspects the efficiency of the CHP was reviewed using investment calculation methods. With a static payback period of 4.77 years and a cumulative cash flow of € 370,000, the system represents an attractive investment project. The dynamic view of the net present value method and the IRR method confirm this. At a discount rate of 8 %, a clearly positive net present value in the amount of € 126,000 was recorded. The IRR of the project was calculated to be at least 16.8 %, which is highly profitable given the relatively low investment risk of the eco-project. Ultimately, seen from an economic, environmental and plant-engineering point of view, the usage of biomethane CHP can be evaluated as useful, making the company to fulfil its requirements for sustainable energy production.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung v

Abstract vii

Inhaltsverzeichnis viii

1. Einleitung 10

2. Literaturüberblick 11

2.1. Einführung in die Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung 11

2.1.1. Standortbezogene Anlagenwahl 12

2.1.2. Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung 14

2.2. Darstellung primärer Aspekte gasbetriebener Blockheizkraftwerke 18

2.2.1. Technische Aspekte von Gas-Blockheizkraftwerken 20

2.2.2. Umwelttechnische Aspekte von Gas-Blockheizkraftwerken 30

2.2.3. Wirtschaftliche Aspekte von Gas-Blockheizkraftwerken 39

2.3. Biomethan als ökologischer Treibstoff 50

2.3.1. Entstehung von Biogas 50

2.3.2. Biogasaufbereitung zu Biomethan 52

2.3.3. Gesetzliche Rahmenbedingungen für die Biogas-Netzeinspeisung 53

2.3.4. Gesetzliche Rahmenbedingungen für Ökostromanlagen 54

2.3.5. Ökostromeinspeisetarife für Biomethan-Blockheizkraftwerke 55

3. Ziel dieser Diplomarbeit 58

4. Methodik der Datengewinnung 59

4.1. Datengrundlage technischer Abbildungen 59

4.2. Berechnung der emittierten Luftschadstoffe 59

4.3. Instrumente der Investitionsrechnung 60

5. Fallbeispiel: Betrachtung eines Biomethan BHKWs bei dem niederösterreichischen Gemüseproduzenten Zeiler 61

5.1. Unternehmensbeschreibung 61

5.2. Ausgangssituation vor Inbetriebnahme des BHKWs 63
5.2.1. Wärmeversorgung 63
5.2.2. Stromversorgung 66
5.2.3. Emissionsverhalten 67
6. Ergebnisse 70
6.1. Anlagenbeschreibung des Blockheizkraftwerks 70
6.2. Darstellung der Betriebsweise 73
6.3. Abdeckung des Wärmebedarfs 73
6.4. Hydraulische Kreisläufe und deren Einbindung 75
6.5. Verwendung des erzeugten Ökostroms 78
6.6. Energieflüsse innerhalb des Betriebes 78
6.7. Wahl der Biomethanbezugsquelle 80
6.8. Emissionseinsparpotential durch das Biomethan BHKW 82
6.9. Resultate der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung 83
6.9.1. Contracting 86
6.9.2. Cashflow Darstellung 86
6.9.3. Amortisationsrechnung 88
6.9.4. Kapitalwertmethode 89
6.9.5. Interner Zinsfuß 91
7. Diskussion 93
8. Schlussfolgerung 95
9. Formelzeichen 96
10. Literaturverzeichnis 97
11. Abbildungsverzeichnis 102
12. Tabellenverzeichnis 104

1. Einleitung

In einer Zeit des globalen Wandels, die geprägt ist von Bevölkerungswachstum, wirtschaftlicher Entwicklung und Globalisierung, gilt es die negativen Auswirkungen dieser Phänomene, welche sich unter anderem durch den Klimawandel äußern, zu bekämpfen. Der anthropogen verursachte globale Temperaturanstieg durch Treibhausgasemissionen und die dadurch entstehenden Folgen für Natur und Mensch, sollen primär durch Maßnahmen der Emissionsreduktion vermindert werden.

Aufgrund der rapiden technologischen Entwicklung steht dem heutigen Energiesektor eine Vielzahl an Produktionsmöglichkeiten zur Verfügung. Neben der Energieerzeugung mit erschöpfbaren Ressourcen (fossile Rohstoffe, Uran), gewann die emissionsarme Energieproduktion mit erneuerbaren Ressourcen (Wasserkraft, Windkraft, Strahlungsenergie, Erdwärme und nachwachsende Rohstoffe) in den letzten Jahrzehnten immer mehr an Bedeutung. Nicht nur die Ressourcenwahl, sondern auch der Begriff der Energieeffizienz spielt eine maßgebende Rolle bei der Energieerzeugung, wobei der Fokus darauf liegt, mit dem geringstmöglichen Input den größtmöglichen Output zu erzielen. Dadurch können ein ressourcenschonender Umgang und eine Verringerung der Schadstoffemissionen erzielt werden.

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist jenes Prinzip, dass mit einer solch hohen Energieeffizienz arbeitet. Diese wird dadurch erreicht, dass gleichzeitig mechanische Energie und Wärmeenergie produziert werden können, wobei sich ein hoher Gesamtwirkungsgrad ergibt. Zu finden ist diese Funktionsweise sowohl bei Großanlagen in der Industrie, welche die Abwärme hauptsächlich als Prozesswärme oder Fernwärme einsetzen, als auch bei kleineren dezentralen Anwendungen, den sogenannten Blockheizkraftwerken (BHKW), wobei die anfallende Wärme meist für Heizzwecke genutzt wird. Blockheizkraftwerke können mit fossilen aber auch mit erneuerbaren Treibstoffen betrieben werden. Es ist möglich, auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) als Treibstoff für BHKWs herzustellen, über das bestehende Erdgasnetz zu transportieren und an anderer Stelle zu nutzen. Dadurch wird eine standortflexible und klimaneutrale Energie- und Wärmeerzeugung ermöglicht.

Als konkretes Fallbeispiel dieser Diplomarbeit wird ein Biomethan BHKW bei dem Betrieb Zeiler in Münchendorf herangezogen und nach wirtschaftlichen, umwelttechnischen und betriebstechnischen Gesichtspunkten bewertet. Das notwendige Hintergrundwissen, um das gegenwärtige Fallbeispiel nachvollziehen zu können, wird in der Literaturrecherche des Kapitels 2 aufbereitet. Die vorliegende Diplomarbeit soll einen praxisnahen Einblick in die Anwendung und Auslegung eines Biomethan Blockheizkraftwerks bieten und die wichtigsten Einflussfaktoren und Auswirkungen beleuchten.

2. Literaturüberblick

In diesem Kapitel der Diplomarbeit soll die Aufbereitung bereits vorhandener Werke und Literatur als Grundlage für nachfolgende Kapitel dienen. Um einen Vergleich zum konkreten Fallbeispiel ziehen zu können, wird der Stand der Technik dargestellt, der dem Leser das nötige Hintergrundwissen zu vermitteln soll.

2.1. Einführung in die Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung

Die optimale Ausnutzung eingesetzter Brennstoffenergie ist seit jeher ein energietechnisch relevantes Thema. Bei herkömmlichen Stromerzeugungsmethoden, wie dem Dampfkraftprozess in Wärmekraftwerken, wird die anfallende Abwärme ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Da es sich dabei meist um industrielle Großkraftwerke handelt, bei denen sehr große Mengen an Strom und damit Wärme produziert werden, müssen auch dementsprechend dimensionierte Kühltürme oder Flüsse zur Kühlung zur Verfügung stehen. Wird nun zusätzlich noch Wärme für Industrieprozesse oder Heizungszwecke benötigt, ist der gesonderte Einsatz von Primärenergie zur Wärmeproduktion von Nöten. Wärmekraftwerke, die ausschließlich zur Produktion von Strom konzipiert werden, arbeiten mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 40–45 % (Gas- und Dampf- Kombikraftwerk bis 60 %), denn der theoretisch mögliche Wirkungsgrad wird durch den Carnot Prozess begrenzt. Eine Alternative zur alleinigen Stromproduktion ist die frühzeitige Auskopplung von Wärme, beispielsweise aus dem Dampfkraftprozess. (Meixner und Stein 2002) Zwar reduziert sich dabei der elektrische Wirkungsgrad ein wenig, da der abgezweigte Dampf keine weitere Entspannungsarbeit mehr verrichten kann, doch kommt es durch die Herstellung von Wärme für Heizzwecke zu einem zusätzlichen Benefit und einem weit höheren Gesamtwirkungsgrad. (Thomas 2007) Die Idee der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) basiert demnach auf der Nutzung eben dieser Abwärme, um den eingesetzten Brennstoff möglichst effizient zu verwerten. (Schaumann und Schmitz 2010)

Nikolai V. Khartchenko (1997, 165) definiert die KWK in seinem Werk „Umweltschonende Energietechnik“ folgendermaßen: „Bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erfolgt eine gleichzeitige Bereitstellung von elektrischer Energie und Nutzwärme zur Prozeßwärmeversorgung oder Heizung“. Dieses Prinzip der KWK wird in nachstehender Abbildung dargelegt und zeigt den Unterschied zwischen gekoppelter und getrennter Produktion. Weiters wird dargestellt, dass bei identem Output an Strom und Wärme, ein wesentlich höherer Brennstoffeinsatz bei der getrennten Erzeugung erforderlich ist. Somit

entstehen bei der separaten Erzeugung Gesamtverluste im Ausmaß von etwa 70%, wobei bei der KWK nur etwa 13% des eingesetzten Brennstoffes durch Verluste verloren gehen. Somit ist eine erhebliche Primärenergieeinsparung möglich. (ASUE 2010)

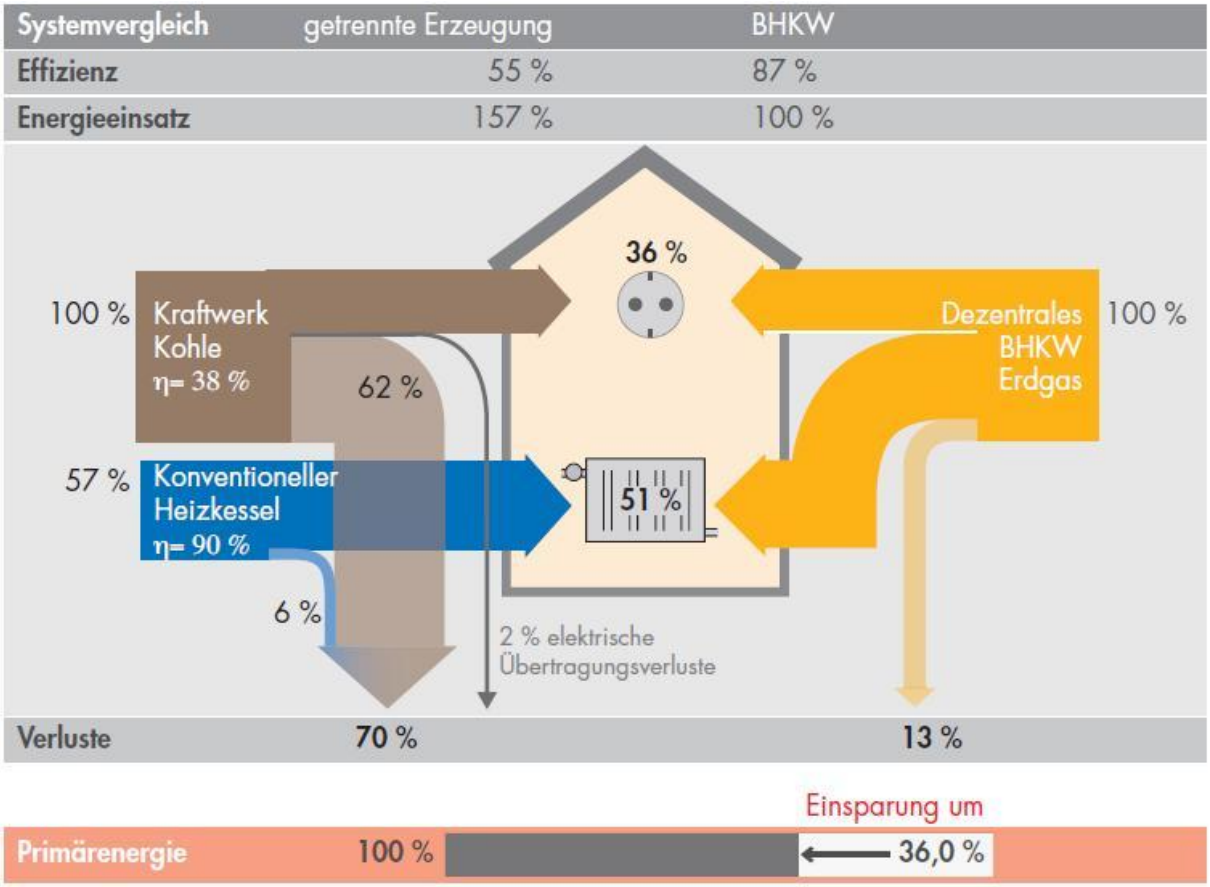


Abbildung 1: Vergleich Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW) und getrennte Erzeugung. (ASUE 2010)

2.1.1. Standortbezogene Anlagenwahl

Das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung kann bei verschiedenen Technologien angewendet werden. Grundsätzlich kann man die Kraftwerke nach ihrem Standort in zentrale und dezentrale KWK-Anlagen unterscheiden. Der Standort spielt bei der KWK eine bedeutende Rolle, da Strom zwar mit relativ geringen Verlusten, Wärme jedoch nur sehr begrenzt, über weite Strecken transportiert werden kann. Bei zentralen Anwendungen, welche aus technischen und wirtschaftlichen Gründen meist aus Großanlagen mit vielen hundert MW (Megawatt) bestehen, fallen enorm hohe Mengen an Wärme an. Bei Vorhandensein einer angrenzenden Siedlung oder Stadt kann diese Abwärme mittels eines Fernwärmenetzes auf die Endverbraucher verteilt und somit sinnvoll genutzt werden. Ist diese Möglichkeit nicht vorhanden und gibt es ebenfalls keinen Wärmebedarf für etwaige Industrieprozesse, macht eine KWK-Lösung aus technischen und finanziellen Gründen keinen Sinn. Weiter erschwert

wird diese Situation der notwendigen Nähebeziehung, durch die nachvollziehbare Ablehnung der Bevölkerung von Kraftwerken in Siedlungsgebieten, sowie der möglichen Umweltbeeinträchtigung durch diese Anlagen. Diesem Problem der Wärmeverteilung konnte man in den letzten Jahrzehnten durch das Aufkommen von dezentralen Lösungen begegnen. Hierbei werden die Kraftwerke an den Standorten installiert, wo die Wärme tatsächlich benötigt und nutzbringend verwertet werden kann. Demnach reduziert sich die Anlagengröße um ein Vielfaches gegenüber Dampfkraftwerken oder Gasturbinen. (Pehnt und Schneider 2010; Meixner und Stein 2002) Diese Aussagen bestätigen auch Schaumann und Schmitz (2010, 7) in ihrem Werk: „Der optimale Einsatz einer KWK-Anlage ist gegeben, wenn zeitgleich ein Bedarf an thermischer und elektrischer oder mechanischer Energie vorliegt."

Zu den zentralen Kraftwerkslösungen zählen Heizkraftwerke und Gasturbinen mit Abhitzekessel. Bei den Heizkraftwerken kann weiters zwischen Dampfkraftwerken mit Gegendruckturbine bzw. mit Entnahme-Kondensation unterschieden werden. Sie werden üblicherweise mit festen Brennstoffen wie Braun- und Steinkohle oder auch Biomasse befeuert. Dies ist desweiteren ein Grund, weshalb sich dezentrale Anwendungen, die Gas aus leicht zu transportierenden Pipelines oder Heizöl nutzen, in den letzten Jahrzehnten etablieren konnten. Gasturbinen mit Abhitzekessel verwenden, wie der Name bereits verrät, den Brennstoff Gas um Energie zu erzeugen. Die Gasturbine verfügt über ein breites Leistungsspektrum, welches von etwa 30 kW_{el} (Kilowatt elektrisch) bis zu mehreren hundert MW reicht. Trotzdem wird sie aus Kostengründen und technischen Aspekten (geringere Wirkungsgrade als Motoranlagen) meist erst ab einigen MW eingesetzt. Den zentralen Kraftwerken ist gemein, dass sich durch die Auskopplung von Wärme, der elektrische Wirkungsgrad etwas verringert, der Brennstoffausnutzungsgrad jedoch deutlich erhöht. Da zentrale Anwendungen nicht Teil des Schwerpunkts dieser Diplomarbeit sind, wird nicht genauer auf die technischen Prozessabläufe dieser Kraftwerke eingegangen.

Zu der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung zählen Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren, Stirlingmotoren und Brennstoffzellen. In Kapitel 2.2 wird die Technologie der Blockheizkraftwerke detailliert betrachtet und ausführlich dargestellt, weshalb an dieser Stelle darauf verwiesen wird. (Pehnt und Schneider 2010; Meixner und Stein 2002)

Abbildung 2 veranschaulicht die leistungsbezogenen Wirkungsgrade diverser KWK-Anlagen sehr übersichtlich. Gut zu erkennen ist, dass kleinere Anlagen für die dezentrale Nutzung vorwiegend mit dem Brennstoff Gas betrieben werden können.

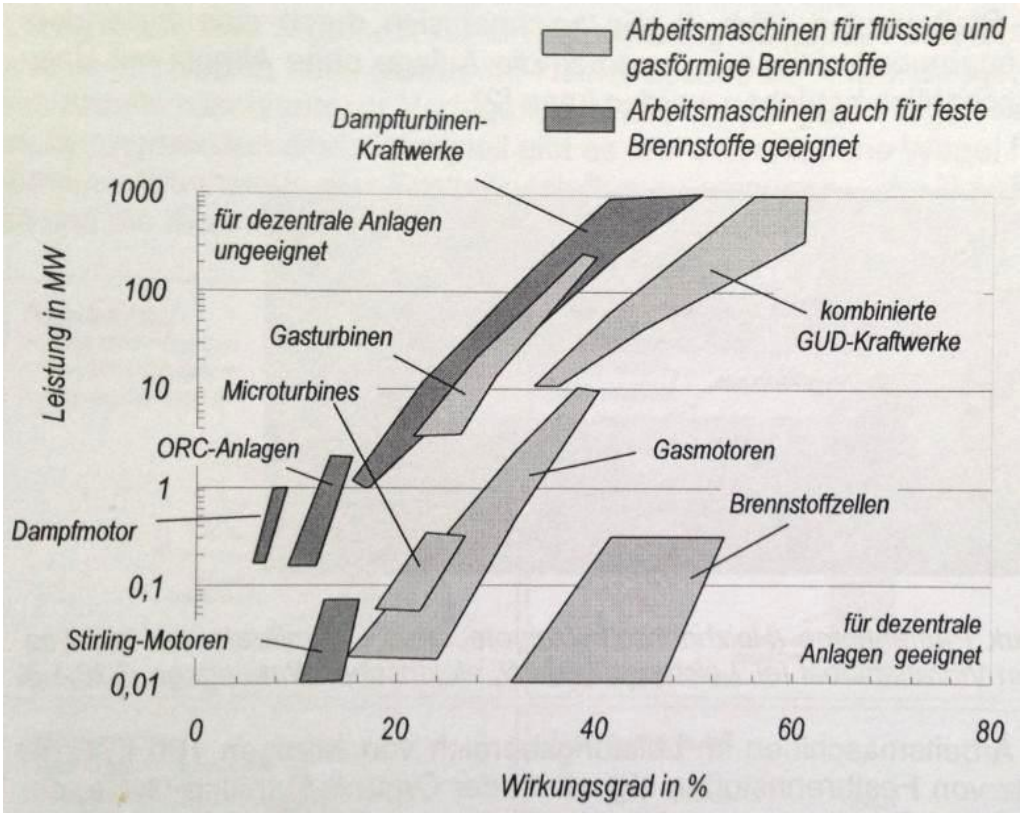


Abbildung 2: Elektrische Wirkungsgrade und Leistungsbereiche von Arbeitsmaschinen. (Karl 2012)

2.1.2. Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung

„Exergie ist der Anteil der Energie, welcher sich in Arbeit umsetzen lässt“. (Mayer 2008, 32) Mechanische Energie verfügt ebenso wie elektrische Energie über einen theoretischen Exergieanteil von 100 %. Bei thermischer Energie, also Wärmeenergie, ist es nicht möglich die komplette Energie in Arbeit umzuwandeln, da sie durch den bereits erwähnten Carnot Wirkungsgrad begrenzt ist. Dieser definiert den maximal erreichbaren Wirkungsgrad, den eine Wärmekraftmaschine bei der Umwandlung Wärmeenergie in mechanische Energie erreichen kann. Thermische Energie kann demnach nie vollständig in mechanische Energie überführt werden. (Mayer 2008) Die Tatsache der systematischen Nutzung, der im Brennstoff enthaltenen Exergie verleiht den KWK-Anlagen einen maßgeblichen Vorteil gegenüber Nicht-KWK-Anlagen. „Das heißt einerseits, dass die Brennstoffenergie nicht einfach in niederwertige Wärme umgewandelt wird, sondern der Exergieabbau für Auskopplung von Kraft/Strom genutzt wird ... und andererseits, dass die bei der Stromerzeugung entstehende Umwandlungsabwärme auf einem genügend hohen Nutztemperaturniveau ausgekoppelt wird.“ (Schaumann und Schmitz 2010, 5f) Dadurch ist eine mögliche Primärenergieeinsparung von bis zu einem Drittel gegenüber der getrennten Erzeugung, sofern die Einhaltung aller betrieblichen und konzeptionellen Faktoren erfüllt wurde, möglich.

Wie in Abbildung 3 zu erkennen ist, werden die Exergiewirkungsgrade der KWK und der getrennten Erzeugung veranschaulicht. Auf der X-Achse lässt sich die Stromkennziffer ablesen, welche das Verhältnis der elektrischen Leistung zur Nutzwärme angibt. Je höher die Stromkennziffer, desto höher ist der Anteil an elektrischer Energie im Vergleich zur Abwärme. Bei der getrennten Erzeugung werden als Referenzwirkungsgrade η_{kw}= 0,35; 0,45; 0,55 angegeben, wobei der Kesselwirkungsgrad zur Wärmeerzeugung η_{kessel}= 0,90 beträgt und von einer Temperatur des Wärmereservoirs nach einem Carnotfaktor von ηc= 0,15 ausgegangen wird. Als Gesamteffizienz für die KWK-Anlage wird ω= 0,80 bzw. ω= 0,85 angenommen. Dieser Abbildung nach ist die KWK-Anlage zumindest bis zu dem ablesbaren Wert von σ= 0,30 der X-Achse immer im Vorteil gegenüber der getrennten Erzeugung. (Schaumann und Schmitz 2010)

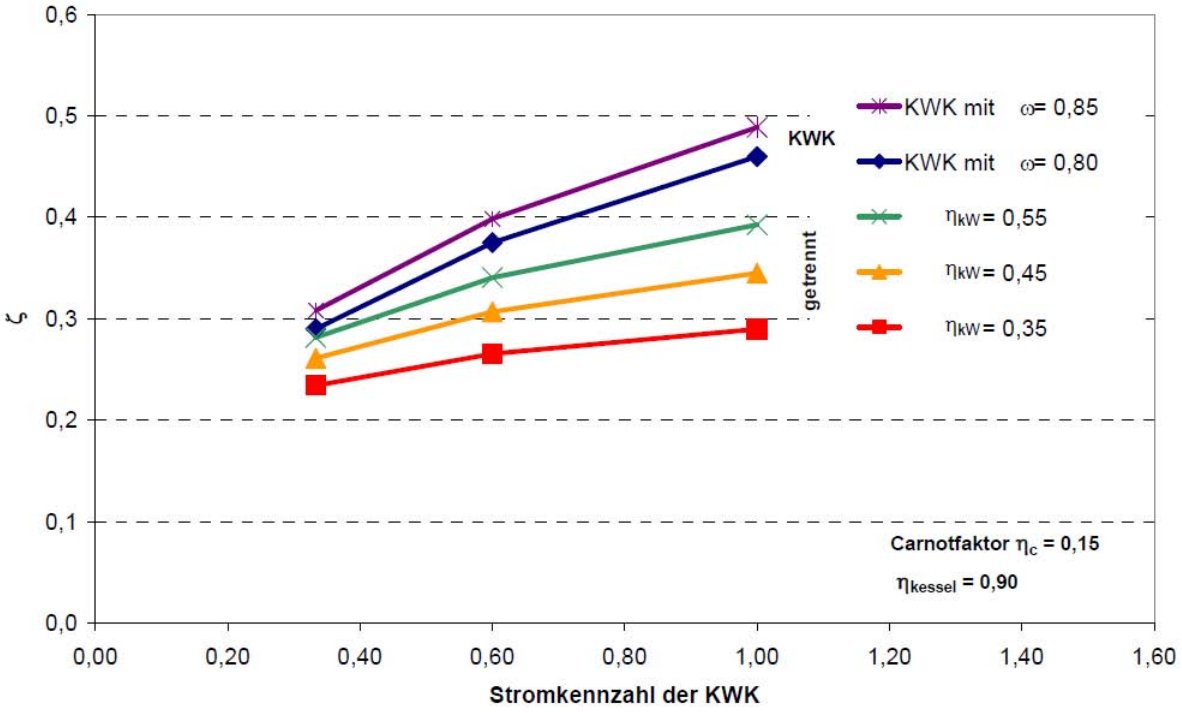


Abbildung 3: Exergiewirkungsgrade von KWK und getrennter Erzeugung (Schaumann und Schmitz 2010)

Durch den hohen Gesamtwirkungsgrad und die daraus resultierende Primärenergieeinsparung gegenüber Anlagen mit getrennter Erzeugung, entstehen zudem auch ökologische Vorteile. Bei gleichwertigen Brennstoffen kann eine Verminderung der Schadstoffemissionen erzielt werden. Alle im kohlenstoffhaltigen Brennstoff gebundenen Emissionen wie Kohlendioxid, Schwefeloxid und Methan werden durch die Brennstoffreduktion ebenfalls verringert. Wird beispielsweise jedoch Biogas verwendet, verändert sich die Umweltbilanz grundlegend, was in Kapitel 2.2 sowie 2.3 näher erläutert wird.

Welche Anlage als Referenz zur KWK-Lösung herangezogen wird, ist grundlegend für die Betrachtung der Energieeinsparung. Auf diese Weise lässt sich die verbesserte Effizienz gegenüber Anlagen mit getrennter Erzeugung exakt berechnen und überprüfen. Hierbei lassen sich drei Arten von Referenzen unterscheiden:

- Vergleich mit der bestehenden Anlage mit getrennter Erzeugung, welche ersetzt werden soll
- Bei nicht Vorhandensein bestehender Anlagen, erfolgt eine Annahme durchschnittlicher repräsentativer Wirkungsgrade von Anlagen mit getrennter Erzeugung als Vergleichsparameter
- Konzipierung von Neuanlagen nach dem Stand der Technik

Eine mögliche Berechnungsweise ist jene der Ermittlung der Effizienzkennzahl der KWK. Diese Methode dient der besseren Vergleichbarkeit von potentiellen KWK-Lösungen untereinander, indem man den Quotienten aus Primärenergieaufwand der getrennten Erzeugung (PE) und Primärenergieaufwand der KWK (PE- ΔPE) errechnet, umso die relative Primärenergieeinsparung zu erhalten. Kommt bei der Berechnung ein Wert größer Eins heraus, bedeutet dies, dass das gekoppelte System bezüglich des Energieaufwands effizienter als die Referenz-Anlage arbeitet.
(Schaumann und Schmitz 2010)

Effizienzkennzahl der KWK : $$\gamma_{KWK} = \frac{PE}{PE - \Delta PE}$$

Abbildung 4: Effizienzkennzahl der gekoppelten Energieerzeugung. (Schaumann und Schmitz 2010)

Ein weiterer Vorteil der KWK besteht in der Nutzung der Abwärme zur Kälteerzeugung. Diese meist bei dezentralen Anlagen infrage kommende Möglichkeit der Umwandlung von anfallender Wärme in benötigte Kälte, funktioniert nach dem Prinzip der sogenannten Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK). Oft besteht in den Sommermonaten nicht der Bedarf, an BHKW-Wärme, jedoch der Bedarf an Strom. Das BHKW in diesen Monaten zur alleinigen Stromproduktion laufen zu lassen und die Wärme ungenutzt an die Umgebung abzugeben, wäre unwirtschaftlich und würde nicht dem Prinzip der KWK entsprechen. Besteht an jenem Standort jedoch der Bedarf an Kälte, beispielsweise für Klimaanlagen zur Raumkühlung oder für Produktionsprozesse, so kann dieses BHKW wirtschaftlich und betriebstechnisch sinnvoll genutzt werden und somit die Betriebslaufzeit der Anlage gesteigert werden. (Meixner und Stein 2002)

Bei der Anwendung dieser KWKK kann nach der verwendeten Technologie unterschieden werden. Die einem BHKW nachgeschalteten Anlagen lassen sich in Absorptionskältemaschine, Adsorptionskältemaschine und DEC-Anlage untergliedern. Eine Absorptionskälteanlage basiert auf der Tatsache, dass Wasser bei niedrigen Temperaturen und im Unterdruck verdampft. Mit Hilfe einer hygroskopischen Lithiumbromidlösung oder von Zeolithadsorbern gelingt es, den Prozess der Verdampfung beizubehalten, indem man den Wasserdampf fortlaufend absaugt. Der sogenannte Austreiber verwendet anschließend die Wärme des BHKWs, um die verdünnte Salzlösung durch Verdampfen des Wassers einzudicken beziehungsweise das Wasser vom Zeolith zu desorbieren. Um den Kreislauf zu schließen, wird das kondensierte Wasser, welches im Kühlturm von einem dampfförmigen Zustand in einen flüssigen gebracht wurde, nun wiederrum dem Verdampfer zugeführt. Das Leistungsverhältnis bei Absorptionskältemaschinen von Wärme zu Kälte bewegt sich in einem Bereich von 1,4:1. Die Adsorptionskältemaschine, bei der Kältemittel mit Hilfe von Wärme aus einem Adsorbens ausgetrieben wird, ist weniger oft in der Praxis anzutreffen als Absorber. Beim DEC-Verfahren wird zur Kühlung der Luft, der Verdunstungseffekt von Wasser genutzt. Obwohl Absorber relativ hohe Platzansprüche stellen und nicht immer einfach in bestehende Gebäude integriert werden können, haben sie doch den Vorteil, dass sie im Gegensatz zu Kompressionskältemaschinen kaum elektrische Energie benötigen, eine längere Lebensdauer vorweisen können und umweltfreundlicher sind, da sie keine ozon- oder klimaschädlichen Kältemittel verwenden. (Gailfuß s.a.)

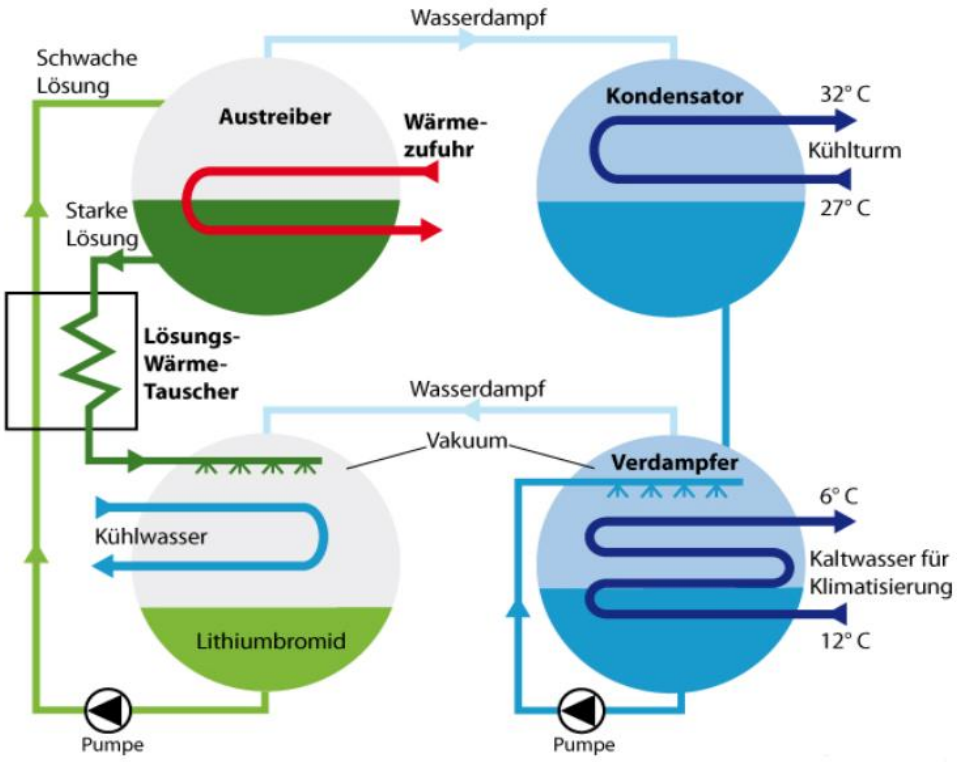


Abbildung 5: Funktionsweise einer Absorptionskältemaschine. (Gailfuß s.a.)

2.2. Darstellung primärer Aspekte gasbetriebener Blockheizkraftwerke

Den Ursprung findet der Begriff Blockheizkraftwerk in seiner Bauweise. Die Bereitstellung von Kraft und Wärme aus einem Block, also aus einem kompakten Aggregat lässt diese dezentralen Anlagen zu ihrem Namen kommen. Die Wärme, des beim Anwender installierten Kleinkraftwerkes, wird zu Heizungszwecken für einzelne Gebäude oder kleine Nahwärmenetze herangezogen. Bei der Verwendung in industriellen Betrieben, kann diese Abwärme beispielsweise als Prozesswärme genutzt werden. Einerseits kann der durch einen Generator produzierte Strom der Eigennutzung dienen oder andererseits in das öffentliche Stromnetz, gegen eine Vergütung, eingespeist werden. Der Leistungsbereich von BHKWs reicht von wenigen Kilowatt bis hin zu einigen Megawatt. (Thomas 2007) Blockheizkraftwerke mit Leistungen unter 50 kW werden demnach Mini-BHKW oder Mikro-BHKW genannt. Neben den in der Praxis bewährten BHKWs mit Otto- und Diesel-Verbrennungsmotoren stehen noch die Technologien des Stirlingmotors, der Brennstoffzelle und der Gasturbine zur Verfügung. (Pehnt und Schneider 2010)

Tabelle 1: Antriebsmöglichkeiten verschiedener BHKW (Pehnt und Schneider 2010 zit. nach BINE 2006)

		Ottomotor	Dieselmotor	Stirlingmotor	Brennstoffzelle	Gasturbine
Elektrische Leistung	kW	1–5 000	5–20 000	1–40	1–250	30–250 000
Gesamtwirkungsgrad	%	bis 90	bis 90	bis 85	bis 90	bis 85
Elektr. Wirkungsgrad	%	25–42	28–44	10–30	30–47, zukünftig höher	25–30
Teillastverhalten		gut	gut	weniger gut	sehr gut	weniger gut
Stand der Technik		bewährt	bewährt	Kleinserien	Pilotanlagen	bewährt
Üblicher Brennstoff		Gas	Diesel	Gas, Holz	Gas	Gas, Diesel

Obwohl der Stirlingmotor die älteste der KWK-Technologien ist, wird er erst seit wenigen Jahren als Blockheizkraftwerk vertrieben und hat sich bis dato, aufgrund seines relativ geringen elektrischen Wirkungsgrades und seines weniger guten Teillastverhaltens, kaum durchsetzen können. Sein Leistungsbereich bewegt sich zwischen 1 kW_{el} und 40 kW_{el}, womit er zu den kleinsten BHKW-Anlagen gehört. Beim Stirlingmotor wird nicht wie beim Verbrennungsmotor, der Brennstoff in den Motor geleitet, um dann mit Sauerstoff und durch

eine externe Zündung (Otto-Motor) eine Explosion im Zylinder zu verursachen, sondern es wird von außen Wärme zugeführt. Dieser Vorteil lässt die Nutzung verschiedener Wärmequellen wie Gas, Biomasse oder Sonnenenergie zu, wodurch der Stirlingmotor sehr gute Emissionswerte aufweisen kann. Durch die von außen zugeführte Wärme wird durch wechselweise Expansion und Kompression eines Gases (Helium oder Stickstoff) ein Arbeitskolben in Bewegung gesetzt, welcher wiederrum in eine Drehbewegung umgelenkt wird, um so einen Generator anzutreiben. (Pehnt und Schneider 2010)

Brennstoffzellen konnten sich ähnlich wie Stirlingmotoren bisher nicht maßgeblich am Markt durchsetzen bezeihungsweise kommen viele Anlagen nicht über Laborversuche hinaus. Das Grundkonzept, dass aus Wasserstoff und Sauerstoff mittels elektrochemischer Reaktion Energie entsteht und als „Abfallprodukt“ lediglich reines Wasser anfällt, ist ein technologisch sehr fortschrittliches, vor allem vor dem Hintergrund, dass der Prozesswirkungsgrad nicht an den Carnot-Prozess gebunden ist und somit sehr hohe elektrische Wirkungsgrade möglich sind. Trotz der scheinbar entfallenden Emissionen muss die gesamte Ökobilanz, also von „cradle to grave“ betrachtet werden, wobei sich zeigt, dass die benötigten Mengen an Wasserstoff nur durch künstliche Herstellung zu erreichen sind. Hat der Wasserstoff seinen Ursprung im Erdgas, werden wiederrum fossile Brennstoffe benötigt und Treibhausgase emittiert. (Thomas 2007)

Neben den Großkraftwerken mit bis zu 250 MWel, bieten sich vor allem kleinere Anlagen in Form von Blockheizkraftwerken für den Einsatz von Gasturbinen an. Zwar ist die Leistung der kleinsten Anlagen mit etwa 30 kW noch immer zu groß für Ein-oder Mehrfamilienhäuser, doch in kleineren Betrieben oder Bürogebäuden wäre eine derartige Lösung denkbar. Technisch gesehen ähneln diese Kleinkraftwerke den konventionellen Großkraftwerken weniger, da beispielsweise zur elektrischen Wirkungsgradanhebung ein Rekuperator zum Einsatz kommt. Vorteile dieser Anlagen sind der geringe Wartungsaufwand und die hohe Lebensdauer sowie die niedrigen Emissionen, wobei zur Erreichung dieser nicht einmal ein Katalysator erforderlich ist. Dennoch wird Verbrennungsmotoren in dieser Größenklasse oft der Vortritt gegeben, da sie schlussendlich einen deutlich höheren Gesamtwirkungsgrad (10–15 % mehr) verzeichnen können. Das liegt einerseits daran, dass bereits der elektrische Wirkungsgrad der Gasturbine um 10 % - Punkte unter dem eines Gas- oder Dieselmotors liegt und noch dazu relativ anfällig auf Temperatur-und Luftdruckveränderungen reagiert (je höher desto geringer der Wirkungsgrad). Andererseits entstehen durch die alleinige Wärmenutzung über das Abgas beträchtliche Wärmeverluste, die sich wiederrum im Gesamtwirkungsgrad, welcher bei etwa 80 % liegt, wiederspiegeln. Nichtsdestotrotz sind Gasturbinen eine mögliche Alternative zu Verbrennungsmotoren, vor allem wenn Lebensdauer und Wartungsaufwand eine tragende Rolle spielen und Wärme auf höheren

Temperaturniveaus benötigt wird. Der Einsatz erneuerbarer Brennstoffe wie Biogas ist ebenfalls möglich. (Thomas 2007)

Als Verbrennungsmotor-BHKW kommen konventionelle Motoren, die mit dem Otto- oder Dieselprinzip arbeiten, zum Einsatz. Die mit Heizöl (Diesel) betriebenen Motoren unterscheiden sich lediglich durch die Zündung und Einspritzung des Kraftstoffgemisches durch die gasbetriebenen Ottomotoren. Mittels einer Zündkerze erfolgt beim Ottomotor eine Fremdzündung des Gas-Luft-Gemisches, während beim Dieselaggregat der Kraftstoff in die hoch verdichtete und somit stark erhitzte Luft eingespritzt wird und sich von selbst entzündet. (Basshuysen und Schäfer 2010)

Um den Kreis in Richtung Biomethan BHKW, welches in dieser Diplomarbeit als Fallstudie behandelt wird, langsam zu schließen, wird in den folgenden Unterkapiteln detailliert über Gas-BHKWs berichtet.



Abbildung 6: Gas-Verbrennungsmotor-BHKW in verschiedenen Anlagengrößen. (Tedom 2014)

2.2.1. Technische Aspekte von Gas-Blockheizkraftwerken

Vorrausschauend auf das Fallbeispiel eines Biomethan-BHKWs ist zu erwähnen, dass sich dieses in seiner technischen Ausführung nicht von einem konventionellen Erdgas-BHKW unterscheidet. Anschließend werden die wichtigsten Komponenten und Funktionsweisen eines Gas BHKWs beschrieben.

- Kraftstoffarten, Methanzahl

Bei Ottomotoren wird nicht wie in der Fahrzeugtechnik Ottokraftstoff, also Benzin für die Verbrennung herangezogen, sondern es kommt hauptsächlich Erdgas zum Einsatz. Erdgas hat mittlerweile den Vorteil des gut ausgebauten Transportnetzes über Pipelines, sowie den der sehr sauberen Verbrennung, wobei niedrige Emissionen entstehen und Abgase wie Schwefel und Ruß kaum noch vorhanden sind. Methan trägt als Hauptbestandteil von Erdgas, zu dessen Zündfähigkeit bei. Je niedriger die Methanzahl, also der Methangehalt ist, desto weniger Klopffestigkeit besitzt Erdgas. Durch eine zu niedrige Methanzahl kann es zu einer unregelmäßigen, klopfenden Verbrennung kommen, welche zu Motorschäden führen kann. Der Methangehalt im Erdgas beträgt grundsätzlich zwischen 80 und 99 %, wobei die Herkunft von Bedeutung ist. Bei anderen gasförmigen Brennstoffen wie Klärgas, Deponiegas oder Biogas, mit welchen ebenfalls ein Betrieb möglich ist, lässt sich ein derart hoher Methangehalt kaum erreichen. Außerdem ist eine Entschwefelung bei diesen Gasen zwingend notwendig, um die Lebensdauer der Motoren sowie die niedrigen Abgaswerte zu erhalten. Ist kein Gaszugang vor Ort vorhanden, kann auf Flüssiggas ausgewichen werden, wobei an dem jeweiligen Standort Tanks zur Lagerung benötigt werden. (Thomas 2007; Meixner und Stein 2002)

- Technischer Aufbau eines BHKWs

Laut Suttor (2009, 63) sind BHKW-Motoren „ ... umgebaute oder für den Dauerbetrieb modifizierte Serienbauarten aus der PKW-, LKW- oder Schiffsmotorenproduktion. Es sind üblicherweise Langsamläufer mit Drehzahlen von 1.500 Umdrehungen/Minute ... “. Bei Blockheizkraftwerken mit Ottomotoren kommen üblicherweise Viertaktmotoren zum Einsatz. Sie haben aufgrund der höheren Laufruhe, der längeren Lebensdauer und der geringeren Emissionen die Zweitaktmotoren am Markt abgelöst. Im Gegensatz zu BHKWs verwenden Kraftfahrzeuge heutzutage meist die Technik der Benzin-Direkteinspritzung. Bei BHKWs erfolgt bereits im Einlasskanal die Vermischung von Kraftstoff und Verbrennungsluft, wobei ein Mischer die genau erforderliche Menge an Gas hinzufügt. Mittels eines Unterdrucks, welcher durch die Beschleunigung der Verbrennungsluft in einer Düse entsteht, wird die benötigte Gasmenge angesaugt. Der BHKW-Motor arbeitet nach dem bekannten Prinzip: Ansaugen – Verdichten – Verbrennen – Ausstoßen. Das Verdichtungsverhältnis bei Ottomotoren ist auf etwa neun bis elf begrenzt, um ein Selbstzünden des Kraftstoffes zu vermeiden. Das Verdichtungsverhältnis ist entscheidend für den möglichen Wirkungsgrad eines Motors. Je höher die Verdichtung, desto höher der Wirkungsgrad. Theoretisch ist bei Ottomotoren ein idealer Wirkungsgrad von 58–62 % zu erreichen, wobei diese Werte nicht praxisnahe sind. (Thomas 2007)

- Generator

Eine BHKW-Anlage besteht aus etlichen Anlagekomponenten, die das Blockheizkraftwerk erst zu dem machen, wofür es bestimmt ist.

Um mechanische Energie in elektrische umzuwandeln bedarf es eines Generators, welcher vom Motor über die Kurbelwelle angetrieben wird. Bis zu einer Leistung von etwa einem Megawatt werden BHKWs niederspannungsseitig an das 3-phasige 400 Volt-Netz angeschlossen. Grundsätzlich unterscheidet man nach der Bauart des Generators – asynchron oder synchron. Welcher der beiden Generatoren Anwendung findet, kommt auf das jeweilige Einsatzgebiet an, wobei die lokalen Netzverhältnisse und die Anforderungen des Netzbetreibers maßgeblich sind. (Suttor 2009) Der Asynchrongenerator hat den Vorteil der geringeren Investitionskosten sowie die Ermöglichung der Parallelschaltung mit dem öffentlichen Netz, ohne zusätzliche Synchronisationsregeltechnik zu benötigen. Bei Vorhandensein eines Asynchrongenerators, ist die zusätzliche Anschaffung eines Starters samt Batterie nicht von Nöten, da der Generator ebenfalls als Elektromotor arbeiten kann. Bei Stillstand des Motors fungiert er als Anlasser und führt einen Sanftanlauf mit Begrenzung des Anlaufstroms durch.

Synchrongeneratoren können, im Gegensatz zu Asynchrongeneratoren, auch Blindstrom liefern um den Netzparallelbetrieb zu ermöglichen. Sie benötigen jedoch eine Synchronisierungseinrichtung und eine regelbare Gleichspannungsversorgung für die Rotormagnetisierung um diese Funktion erfüllen zu können. Soll die BHKW-Anlage als Inselanlage oder Notstromaggregat ausgelegt werden, ist der Einsatz eines Synchrongenerators unabdingbar. Durch die konstante Regelung von Spannung und Frequenz ist es möglich ein eigenes Netz stabil zu betreiben und zu versorgen. Der Start ist jedoch nicht über das Netz möglich, sondern muss mittels eines Batterieanlassers oder eines Netzstartgeräts erfolgen.

Weiters gibt es bei Generatoren Unterschiede in der Kühlung. Es kann differenziert werden zwischen wasser- und luftgekühlter Bauweise, wobei die wassergekühlte Ausführung bei größeren Anlagen häufiger anzutreffen ist, da sie ein Plus an elektrischem- und thermischem Wirkungsgrad bringt. Die höhere Investitionssumme dafür, ist jedoch bei kleineren Anlagen ein Argument für den luftgekühlten Generator. (Meixner und Stein 2002)

- Wärmeauskopplung

Aufgrund der gekoppelten Produktion von Strom und Wärme, ist die Abfuhr der thermischen Energie zwingend notwendig, um ein BHKW betreiben zu können. Da diese Abwärme möglichst sinnvoll und ganzheitlich genutzt werden soll, wird sie mittels Wärmetauscher über das Medium Wasser übertragen und damit ausgekoppelt. Einerseits erzeugt der Motor Wärme, welche zum kontinuierlichen Betrieb abgeführt werden muss, andererseits entsteht

Wärme, welche theoretisch ungenutzt an die Umwelt abgegeben werden kann, jedoch zur thermischen Wirkungsgraderhöhung meist genutzt wird. Primär müssen der Motorblock sowie das Schmieröl mittels Kühlwasserwärmetauscher gekühlt werden. Die Nutzung eines Abgaswärmetauschers ist zwar optional, wird aber in der Regel fast immer durchgeführt, da die heißen Abgase ein hohes thermisches Potential aufweisen. Bei einem Motor mit Abgasturbolader zur Leistungssteigerung wird zusätzlich zur Kühlung des Gas-Luft-Gemisches ein Gemischkühler (Gemischwärmetauscher) benötigt, um das vom Turbolader komprimierte und damit erhitzte Gemisch wieder abzukühlen. Neben der Strahlungswärme des Motors, welche vor allem bei kompakten mit Schalldämmhaube verschlossenen BHKWs Verwendung findet, verfügen wassergekühlte Generatoren, wie schon erwähnt, ebenfalls über ein Wärmevermögen, welches abgegeben werden kann. Bei der Integration in die Heizungsanlage werden Kühlwasserwärmetauscher meist vor Abgaswärmetauscher in Reihe geschalten, um so eine hohe Wärmenutzung zu ermöglichen. Zum Einsatz kommen Rohrbündel- und Plattenwärmetauscher, wobei Abgaswärmetauscher grundsätzlich nur als Rohrbündelwärmetauscher ausgeführt werden, um die hohen Abgastemperaturen von bis zu 650°C nutzen zu können. (Meixner und Stein 2002; Valtwies 1997) Desweiteren gibt es noch die Möglichkeit einen zweiten oder dritten Abgaswärmetauscher nachzuschalten, der sozusagen als Kondensationswärmetauscher fungiert, um auf einem niedrigen Temperaturniveau, die restliche feuchte Abgaswärme, entsprechend der Brennwerttechnik, zu verwerten, womit der Nutzungsgrad um bis zu 10 % gesteigert werden kann. Die Temperaturen des Kühlwassers und des Schmieröls liegen bei etwa 80–90°C und die des Abgases bei rund 400–600°C, wobei sich die Dimensionierung der Wärmetauscher an die gängigen Temperaturspreizungen in Heizungsanlagen von 90°C im Vorlauf und etwa 70°C im Rücklauf orientiert. Beim geschlossenen internen Kühlkreislauf (Primärkreis) wird zunächst das Wasser im Kühlwasserwärmetauscher (Motor- und Schmierölkühlung) auf etwa 80°C vorgeheizt, um im nachgeschalteten Abgaswärmetauscher, bei dem das Abgas auf etwa 120°C abgekühlt wird, auf 90°C angehoben zu werden. (Meixner und Stein 2002; Pehnt und Schneider 2010) Neben dem Primärkreis besteht der Heizungskreislauf noch aus dem Sekundärkreis und dem Gemischkühlkreis oder auch Technologiekreis. Der Sekundärkreis wird vom Primärkreis gespeist, womit er die Wärmeauskopplung des Motors sicherstellt. Noch dazu stellt er die thermische Schnittstelle zwischen dem BHKW und dem Heizungskreis dar. Bei Bedarf kann ein weiterer Abgaswärmetauscher zur Brennwertnutzung in den Kreislauf integriert werden. Das Rücklauftemperaturniveau des Sekundärkreises liegt bei 40 bis maximal 70°C. Der Technologiekreis ist optional ausführbar, insofern der Rücklauf über eine ausreichend tiefe Temperatur verfügt. Er durchläuft den Gemischkühler, um anschließend über einen Wärmetauscher seine Energie an den Sekundärkreis abzugeben. (Tedom 2012) Die Anbindung an die bestehende Heizungsanlage wird meist in Reihe zu

einem bestehenden Heizungskessel durchgeführt, kann aber auch parallel zu diesem geschalten werden. Grundsätzlich gilt, dass BHKWs immer vor den Heizkessel in den Rücklauf der Anlage zu integrieren sind, um eine möglichst hohe Auslastung des Blockheizkraftwerks zu erzielen. (Pehnt und Schneider 2010)
Abbildung 7 stellt den Wärmekreislauf eines BHKW vereinfacht dar, wobei hier der Abgaswärmetauscher, wie oben beschrieben, dem Kühlwasserwärmetauscher nachgeschaltet ist und anschließend an den Verbraucher geleitet wird.

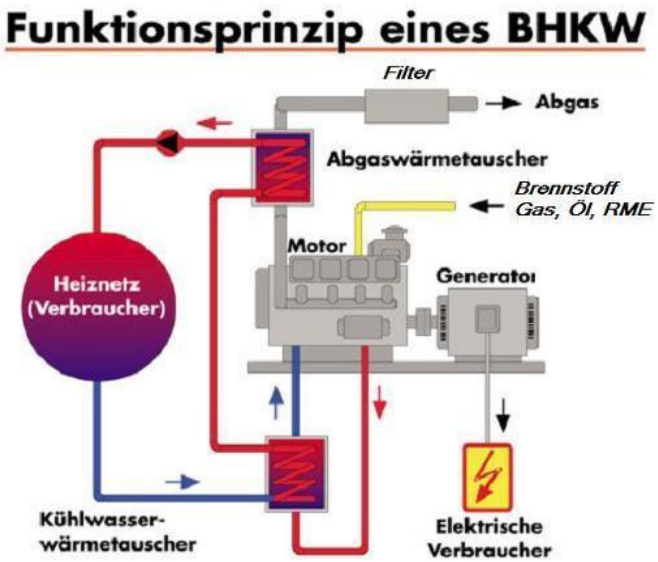


Abbildung 7: Vereinfachte Darstellung eines Wärmekreislaufs. (Mandel-Energietechnik 2014)

- Hydraulische Einbindung

Wie der hydraulische Anschluss des BHKWs an die neue oder vorhandene Heizungsanlage passieren soll, kann nicht pauschal beantwortet werden. Jede Heizungsanlage ist in ihrer Konzeption unterschiedlich, weshalb das einzubringende Blockheizkraftwerk auf jeden Einzelfall ausgelegt und dimensioniert werden muss. Es bestehen diverse Möglichkeiten die Wärme und den Strom zu nutzen bzw. zu speichern. Bezüglich der Wärme kann es vorkommen, dass sie zu Zeiten produziert wird, wo kein Bedarf besteht, da eine Stromerzeugung aus wirtschaftlichen Gründen gegenüber der Abschaltung bevorzugt wird. In diesen Fällen können Pufferspeicher zum Einsatz kommen, welche diesen Wärmeüberschuss ausgleichen und die erzeugte Wärme über eine längere Zeitspanne speichern, wobei mindestens die Hälfte der stündlichen Wärmeleistung des BHKWs als Speicherkapazität zur Verfügung stehen sollte. Um eine Überhitzung des Wärmekreislaufes zu vermeiden, werden auch Bypässe eingesetzt, die eine Auskopplung des Wärmekreises an bestimmten Stellen erlauben. Sie können mit einem Notkühler (rücklaufseitig) kombiniert werden oder einfach einen Wärmetauscher (Abgas) überbrücken und somit dessen Leistung auskoppeln. Bypässe werden ebenfalls bei der oft angewandten Option der

Rücklauftemperaturanhebung eingesetzt, bei der zwischen Vor- und Rücklauf ein Bypass parallel zum BHKW installiert wird, umso eine aus dem Rücklauf entzogene Menge an Wasser durch das BHKW auf ein höheres Temperaturniveau zu bringen und diese Wassermenge anschließend wieder in den Kreislauf zurückzuführen. (Schaumann und Schmitz 2010; Thomas 2007)

Abbildung 8 veranschaulicht ein hydraulisches Anlagenschema, wobei der Wärmekreislauf durch Schmieröl-, Kühlwasser- und Abgaswärmetauscher führt und so eine Temperatur von 90°C erreicht wird. Benötigt man, wie in dieser Abbildung, eine höhere Vorlauftemperatur (130°C) kann dem BHKW ein Spitzenlastkessel in Reihe nachgeschaltet werden. Links unten in der Grafik ist zu erkennen, dass ein Bypass in Kombination mit einem Notkühler zur Anwendung kommt, um die Rücklauftemperatur bei Bedarf abzusenken.

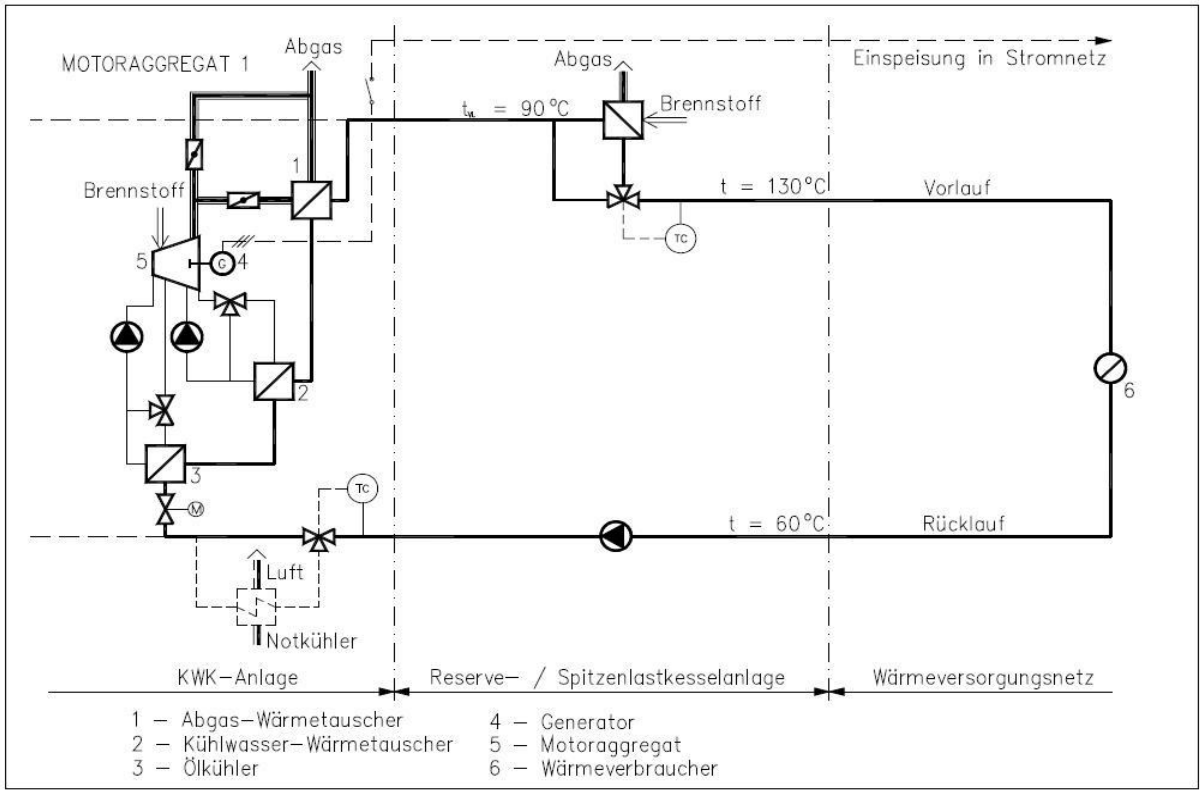


Abbildung 8: Hydraulisches Anlagenschema eines Motor-BHKW mit einem Spitzenlastkessel. (Schaumann und Schmitz 2010)

- Elektrischer Anschluss

Man unterscheidet generell zwischen Inselbetrieb und Netzparallelbetrieb einer KWK-Anlage. Inselbetrieb bedeutet, dass das BHKW vollkommen autark arbeitet und keine Netzversorgung besteht. Diese, seltener angewandte Ausführung ist dort sinnvoll, wo kein Netzzugang, wie beispielsweise bei Berghotels vorhanden ist oder eine unabhängige Strom- und Wärmeproduktion erwünscht ist. Da sich der Bedarf an erzeugtem Strom und Wärme

jedoch oft nicht mit der Erzeugung deckt, bzw. die Lebensdauer durch vermehrtes Ab- und Anschalten verkürzt werden würde, müssen beide Koppelprodukte gespeichert werden. Hierfür werden für die Wärme ein oder mehrere Pufferspeicher hinzugezogen, welche den Überschuss an Wärme zwischenspeichern. Für die elektrische Energie benötigt man große Batterieanlagen mit Wechselrichtern und einem Batteriemanagementsystem, welches die Strompufferung regelt. Vor allem die notwendigen Komponenten für die Stromspeicherung lassen aufgrund der hohen Anschaffungskosten Inselanlagen rasch unwirtschaftlich erscheinen. (Thomas 2007)

Anders als bei der Insellösung sind bei dem Netzparallelbetrieb weniger Komponenten erforderlich, womit sich diese Alternative bei Netzzugang meist als die wirtschaftlichere herausstellt. Beim Netzparallelbetrieb liegt das BHKW parallel zu den Verbrauchern, sodass am Übergabepunkt zum öffentlichen Netz sowohl eine Einspeisung elektrischer Energie ins Netz als auch ein Bezug vom Netz erfolgen kann. Dies ermöglicht die sogenannte Volleinspeisung, bei der 100 % des erzeugten Stroms ins öffentliche Netz eingebracht werden, als auch die Überschussproduktion, wobei primär Energie für den Eigengebrauch erzeugt wird und nur der überschüssige, nicht benötigte Strom ins öffentliche Netz eingespeist und vergütet wird. Eine Überschusseinspeisung ist immer dann sinnvoll, wenn der Stromeinspeisetarif unter jenem für den Strombezug liegt, wie es bei Erdgas-BHKW grundsätzlich der Fall ist. Wird ein BHKW mit regenerativer Energie wie Biomethan betrieben und es kommt zu einer Netzeinspeisung, liegt der Tarif für die Einspeisung laut der derzeitigen Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 über dem Bezugstarif. In diesem Fall ist es aus wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll den Strom für den Eigengebrauch zu verwenden, sondern dieser sollte per Volleinspeisung ins öffentliche Netz gelangen, um auf diese Weise die höhere Vergütung zu erhalten. Grundsätzlich wird die Position, an dem das öffentliche in das private Netz übergeht, Übergabepunkt genannt. Weiters ist das Vorhandensein eines Bezugszählers sowie eines Rückspeisezählers von Nöten. Der Bezugszähler rechnet den vom Netz an den Verbraucher fließenden Strom ab, wobei der Rückspeisezähler den vom BHKW erzeugten Strom, welcher ins öffentliche Netz eingespeist wird, zum Zwecke der Vergütung misst. Technisch gesehen könnte der Bezugszähler auch die Rückspeisung messen, was aber aufgrund der unterschiedlichen Tarife nicht möglich ist. Liegt praktisch immer ein Strombezug aus dem Netz vor, da das BHKW nur für die untere Grundlastabdeckung des Eigenbedarfs ausgelegt ist, wird kein Rückspeisezähler benötigt. Optional gibt es bei netzparallelen BHKW die Möglichkeit des Netzersatzbetriebes. Hierbei wird im Falle eines Stromausfalles das BHKW heruntergefahren und ganzheitlich vom Netz getrennt, wobei es anschließend über eine Starterbatterie wieder hochgefahren wird und direkt den Verbrauchern Energie liefert. Neben der benötigten Starterbatterie mit Laderegler und Wechselrichter muss das BHKW modulierbar sein, um die Leistung über einen

Frequenzregler an den momentanen Verbrauch anzupassen. Außerdem muss gewährleistet sein, dass die erzeugte Abwärme abgegeben werden kann. Dies kann über Notkühler oder groß dimensionierte Pufferspeicher erfolgen. (Thomas 2007)
Abbildung 9 zeigt die prinzipielle schematische Darstellung eines BHKWs im Netzparallelbetrieb.

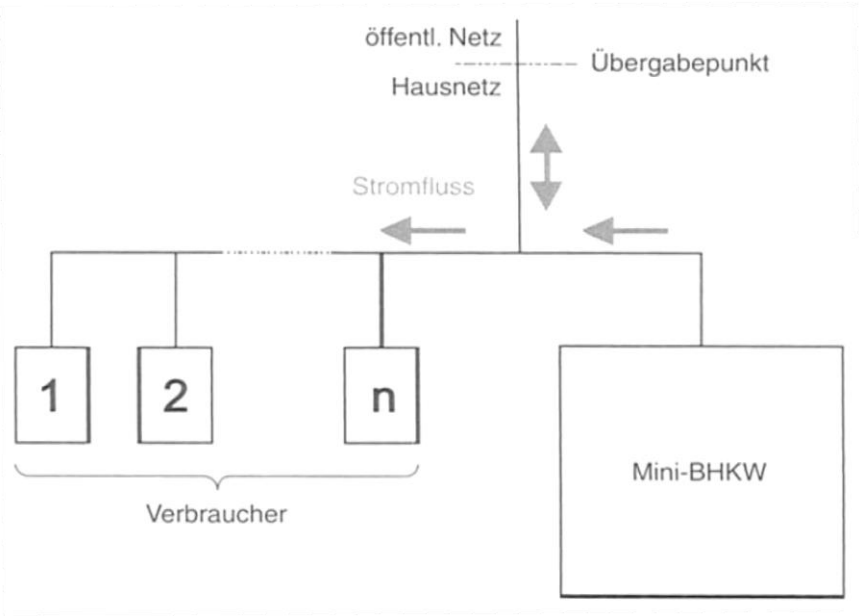


Abbildung 9: Vereinfachte Darstellung des Netzparallelbetriebs. (Thomas 2007)

- Betriebsweise und Auslegung

Zur Erreichung des größten wirtschaftlichen und ökologischen Nutzens sollte ein BHKW idealerweise ganzjährig durchgehend betrieben werden. Da in der Praxis solche Idealverhältnisse oft nicht vorherrschen, werden zumindest Laufzeiten von über 5000 Stunden pro Jahr angestrebt. Je höher die jährliche Laufzeit ist, desto rascher kann sich die Anlage amortisieren und desto mehr CO_2 wird eingespart. Die korrekte Auslegung und Betriebsweise sind deshalb von höchster Priorität, da sie über die tatsächliche Umsetzung eines Projektes entscheiden können. Um eine möglichst hohe Auslastung zu erreichen, gilt es das BHKW in seiner Leistungsgröße richtig zu dimensionieren. Da der Energiebedarf eines Gebäudes oder Betriebes nicht regelmäßig und gleichverteilt anfällt, sondern jahres- sowie tageszeitlichen Schwankungen unterliegt, ist es in den seltensten Fällen möglich die gesamte Wärme- und Stromversorgung über ein Blockheizkraftwerk zu bewerkstelligen. Deswegen wird meist die kontinuierlich anfallende Grundlast abgedeckt, wobei die Lastspitzen des Wärmebedarfs durch einen Spitzenlastkessel (= konventioneller Heizkessel) und die Verbrauchsspitzen des Strombedarfs durch den zusätzlichen Bezug aus dem öffentlichen Netz abgedeckt werden. Im Gegensatz zu Heizkesseln sind BHKWs nicht für einen Taktbetrieb ausgelegt und sollten mit möglichst wenigen Starts betrieben werden, um den Verschleiß der beweglichen Teile zu reduzieren und damit die Lebensdauer der

Maschinen zu erhalten. Bei der Betrachtung der Jahresdauerlinie ist die Abhängigkeit der möglichen Laufzeit von der Leistungsgröße des BHKWs gut zu erkennen. Demnach steigt, bis zu einem gewissen Grad, die Anzahl der betriebenen Stunden, je kleiner die Leistung des BHKWs ist. Zwar kann diese Anlage eine höhere Laufzeit vorweisen, doch produziert sie aufgrund ihrer geringeren Leistung auch weniger Energie. Weiters verringern sich mit fallenden Leistungsgrößen der Blockheizkraftwerke die elektrischen Wirkungsgrade. Wie in Kap 2.2.3 noch genauer erläutert wird, sind kleinere BHKW-Anlagen in der Anschaffung, in Relation zur erzeugten Arbeit, kostenmäßig gegenüber leistungsstärkeren KWK-Anlagen benachteiligt.

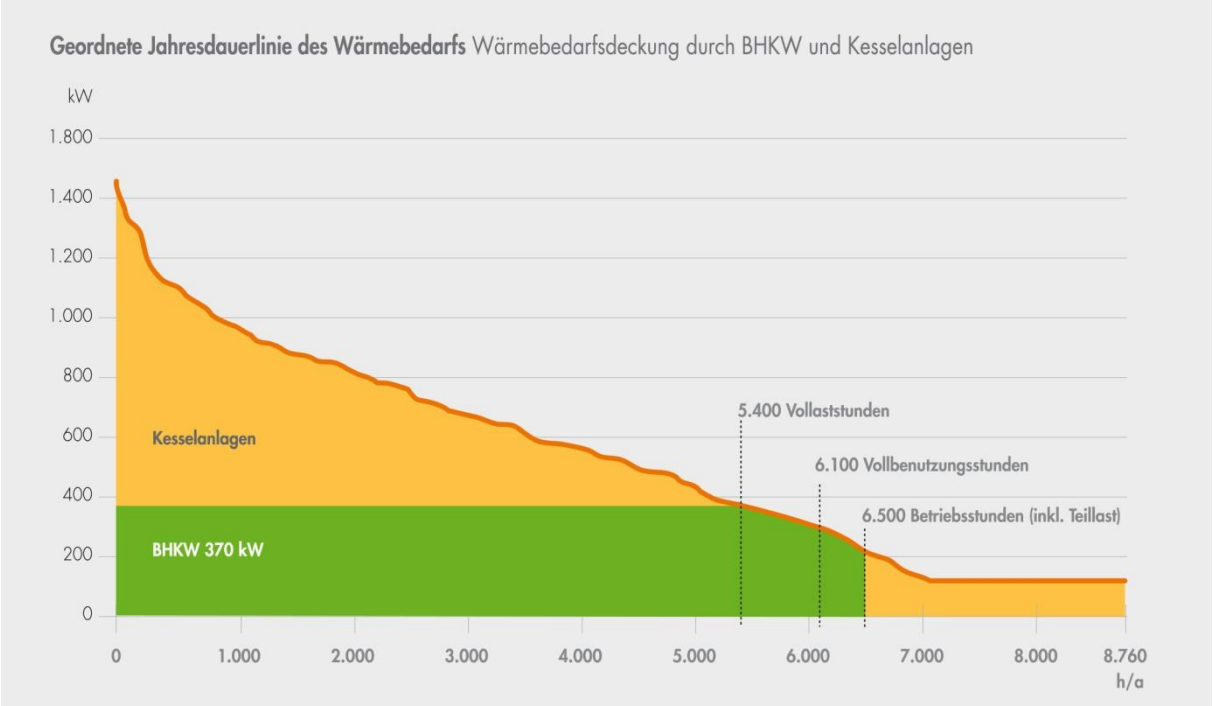


Abbildung 10: Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs mit BHKW zur Grundlast- und Gaskessel zur Spitzenlastabdeckung (ASUE 2010)

In kleineren Wohnanlagen wird die Dimensionierung des Blockheizkraftwerks mit etwa 10–20 % der maximalen Wärmeleistung angesetzt, wohingegen bei Hallenbädern, Hotels und anderen Anwendungen, wo der Bedarf gleichmäßiger ausfällt, ein Anteil von bis zu 40 % möglich ist. Grundsätzlich gilt es, eine möglichst hohe Anzahl an Betriebsstunden und vor allem Volllastbetriebsstunden zu generieren, um die Auslastung der Maschine zu maximieren. Durch den Einsatz von Pufferspeichern gelingt es die beiden voneinander abhängigen Größen Strom und Wärme in gewissem Maße zu entkoppeln, was im Folgenden noch genauer erklärt wird. (Pehnt und Schneider 2010; Suttor 2009)

Bei der Betriebsweise kann man zwischen zwei grundlegenden Führungsarten unterscheiden:

- *Stromgeführter Betrieb:* Der Betrieb der Anlage erfolgt anhand der elektrischen Bedarfswerte. Hier wird das BHKW vorrangig eingesetzt, um Strom zu produzieren und den Bezugsstrom zu senken. Desweiteren kann der erzeugte Strom über die Börse vermarktet werden, was den Anreiz erweckt, Strom dann zu produzieren, wenn die Marktpreise hoch sind. In Fällen, in denen der Stromeinspeisetarif über dem Bezugstarif liegt, bietet sich ebenfalls eine stromgeführte Betriebsweise an. Da die stromgeführte Fahrweise auch dann betrieben werden soll, wenn kaum Wärme benötigt wird, ist es, wie bereits erwähnt, sinnvoll, einen oder mehrere Wärmespeicher einzusetzen, um die Wärmeabnahme zeitlich verlagern zu können. Somit ist man nicht gezwungen das BHKW abzuschalten und kann einen kontinuierlicheren und schonenderen Betrieb erreichen, bei dem die Betriebs- und Ruhephasen verlängert werden und somit die Lebensdauer der Anlage erhöht wird. Sollten Pufferspeicher nicht ausreichen, um die anfallende Wärme abzuführen, gibt es bei Bedarf in den Sommermonaten noch die Möglichkeit eine Absorptionskältemaschine damit zu betreiben. Wenn der Betrieb wirtschaftlich rentabel ist, könnte die überschüssige Wärme noch mit einem Notkühler an die Umgebung abgeführt werden, was jedoch die Gesamtbrennstoffausnutzung stark reduziert. Absorptionskältemaschine als auch Notkühler sind mit hohen Anschaffungskosten verbunden und deshalb nur in geeigneten Einzelfällen anzuwenden. Eine kostengünstigere Lösung wäre eine Bypassregelung, wobei einfach ein Wärmetauscher (Abgas) überbrückt wird und dessen Wärmeenergie ungenutzt abgeführt wird. (Schmitz und Gerlach 2014; Meixner und Stein 2002)
- *Wärmegeführter Betrieb:* Die Anlage wird nach dem zugrundeliegenden Wärmebedarf gefahren, wobei sie, als einfachste Variante, bei fehlendem Bedarf einfach abschaltet. Das BHKW dient also vorrangig der Wärmeversorgung und nur sekundär der Stromerzeugung. Der Strom wird meist für die Eigennutzung verwendet oder kann gegen eine Vergütung wieder in das öffentliche Netz eingespeist werden. Der wärmegeführte Betrieb ist oft bei Wohnanlagen, Schwimm- und Sporthallen sowie Industriebetrieben mit hohem Wärmebedarf anzutreffen. Wie auch beim stromgeführten Betrieb kann durch Pufferspeicher eine Erhöhung der Laufzeit erreicht werden, welche die Wirtschaftlichkeit verbessert. (Thomas 2007)

Obwohl in der Theorie meist eine klare Zuordnung der Betriebsweise herrscht, lassen sich Projekte in der Praxis oft nicht eindeutig in eine der beiden Führungsarten hineinzwängen.

Die Lebensdauer von BHKWs lässt sich mit bis zu 120.000 Betriebsstunden angeben, wobei der Motor etwa alle 40.000 bis 60.000 Stunden eine Generalüberholung benötigt. Außerdem kann diese Laufleistung nur erreicht werden, wenn eine ordnungsgemäße Wartung über die komplette Lebensdauer durchgeführt wird. Im Vergleich mit Kfz-Motoren sind BHKW-Motoren im Stande die zehnfache Laufleistung zu erreichen. Demnach wären 10.000 Betriebsstunden eines BHKWs in etwa 300.000 bis 500.000 Kilometer eines PKW-Motors.

Gründe dafür sind die niedrige und konstante Drehzahl, die geringere Starthäufigkeit und die gleichmäßige Kühlung des Motors. (Meixner und Stein 2002; Schmitz und Gerlach 2014)

2.2.2. Umwelttechnische Aspekte von Gas-Blockheizkraftwerken

Die Notwendigkeit umweltschädliche Aktivitäten und deren Auswirkungen auf ein Minimum zu reduzieren, gründet in der Tatsache des vorherrschenden globalen Klimawandels, welcher die Biosphäre in einem schwer abschätzbaren Ausmaß negativ beeinflusst. Neben den globalen Folgen der Temperaturerhöhung durch den vermehrten Eintrag anthropogen verursachter Treibhausgase, sind auch lokale und regionale Beeinträchtigungen auf Mensch und Natur durch Schadstoffemissionen sowie Schallemissionen (Lärm) ein brisantes Thema der Gegenwart und Zukunft.

Blockheizkraftwerke nehmen in diesem Kontext eine zwiespältige Position ein, da sie einerseits zwar Emissionen bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen erzeugen aber andererseits gegenüber konventionell getrennter Erzeugung von Strom und Wärme ein hohes Einsparpotential der Primärenergie und damit der schädlichen Treibhausgase ermöglichen. (Pehnt und Schneider 2010)

Von diesen Treibhausgasen sind vor allem vier direkte Spurengase für den anthropogenen Treibhauseffekt verantwortlich:

- Kohlendioxid (CO_2)
- Ozon (O_3)
- Distickstoffoxid (N_2O)
- Methan (CH_4)

Das für den Treibhauseffekt bedeutendste Element ist CO_2, da es mengenmäßig den größten Anteil ausmacht und seit der Industrialisierung einen Anstieg der atmosphärischen Konzentration um etwa 30 % zu verzeichnen hat. Dieser Anstieg ist hauptsächlich auf die vermehrte Verbrennung fossiler Rohstoffe zurückzuführen, welche vorrangig in den Sektoren Energie und Verkehr zum Einsatz kommen. Direkt wirkende Spurengase können durch indirekt wirkende Spurengase erst gebildet aber auch abgebaut werden. Kohlendioxid dient bei der Bewertung eines klimaschädlichen Spurengases als Referenzwert, wobei das Treibhausgaspotential eines Spurengases in CO_2-Äquivalenten (CO_{2e}) angegeben wird. (Suttor 2009)

Bei der Verbrennung fossiler Energieträger entsteht als Hauptbestandteil CO_2. Die erzeugte Menge differiert je nach eingesetztem Brennstoff, wobei Erdgas die niedrigste CO_2-Bildung aller fossilen Energieträger aufweist. Abbildung 11 zeigt einen Vergleich der direkten emittierten CO_2-Emissionen nach Energieträgern, wobei indirekte Emissionen, welche durch

vorgelagerte Prozesse wie Erdgasgewinnung oder Transportwege verursacht werden, keine Berücksichtigung finden. (ASUE 2010)

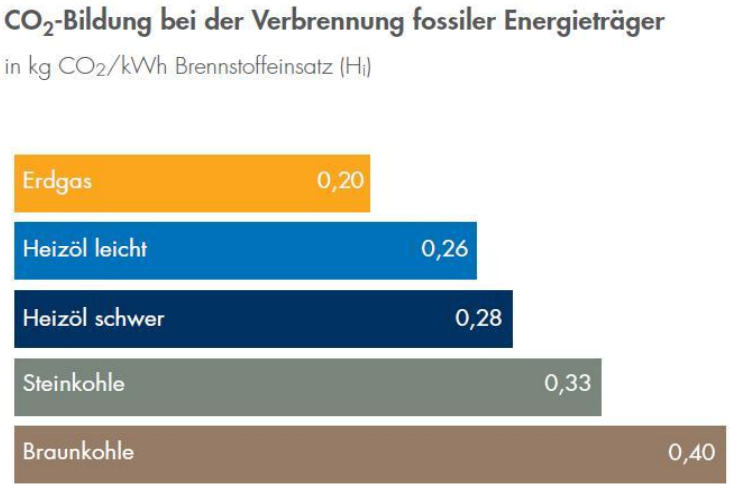


Abbildung 11: Vergleich fossiler Energieträger nach CO_2-Bildung. (ASUE 2010)

Neben den Kohlendioxid-Emissionen kommen noch weitere Stoffe und Gase beim Einsatz von Blockheizkraftwerken vor. Wie in folgender Tabelle zu sehen ist, bestehen die Abgasbestandteile von Verbrennungsmotoren aus umweltneutralen Gasen und luftverunreinigenden Stoffen, welche brennstoffabhängig oder prozessabhängig entstehen.

Tabelle 2: Abgasbestandteile von Verbrennungsmotoren (Valtwies 1997)

Umweltneutrale Gase	*Luftverunreinigende Stoffe*	
	Brennstoffabhängig	Prozessabhängig
Sauerstoff Stickstoff Wasserstoff Wasserdampf	Kohlendioxid Schwefeldioxid Fluorverbindungen Chlorverbindungen Stickstoffmonoxid	Kohlenmonoxid Schwefelwasserstoff Ammoniak Kohlenwasserstoff Aldehyde

Die bedeutendsten Luftschadstoffe bei der Verbrennung fossiler Kraftstoffe in Ottomotoren sind Kohlenmonoxid (CO) und Stickstoffoxid (NO_x). Neben diesen Bestandteilen spielen auch Kohlenwasserstoffe (HC) eine Rolle bei den emittierenden Abgasschadstoffen. Stickstoffoxide entstehen durch Oxidation von Stickstoff bei Luftüberschuss und sehr hohen Temperaturen. Der Begriff Stickoxide umfasst hauptsächlich die Bestandteile Stickstoffmonoxid (NO) und Stickstoffdioxid (NO_2), wobei bei der Verbrennung etwa 90 % NO und 10 % NO_2 anfällt. In der Atmosphäre oxidiert das NO mit dem Luftsauerstoff zu NO_2 und wird damit zur Vorläufersubstanz für Salpetersäure ($2\ NO_2 + H_2O \rightarrow \underline{HNO_3} + HNO_2$). Salpetersäure gilt als Bestandteil des sauren Regens und wird deshalb mit dem „Waldsterben“ assoziiert. Weiters zählen Stickstoffoxide zu den Vorläufersubstanzen des

troposphärischen Ozons, welches durch photochemische Prozesse gebildet wird. (BMWA 2001; Valtwies 1997) Die Bildung von Kohlenmonoxid entsteht grundsätzlich durch die unvollständige Verbrennung (Oxidation) infolge von Luftmangel. Direkte CO-Einwirkungen auf den Menschen behindern den Sauerstofftransport im Blut und wirken daher negativ auf das Zentralnervensystem und das Herz-Kreislaufsystem. Kohlenwasserstoffe können sich bei der unvollständigen Verbrennung eben dieser bilden. Manche Verbindungen sind für den menschlichen Körper schädlich, so besitzt beispielsweise Benzol eine krebserregende Wirkung. (BMWA 2001)

- Rechtliche Aspekte:

Um diese nachteiligen Nebenprodukte der Energieerzeugung auf ein verträgliches Maß zu reduzieren, wurden gesetzliche Regelungen eingeführt.

Als zentrales Gesetz der Luftreinhaltung wurde 1997 das Immissionsschutzgesetz-Luft (IG-L) beschlossen, um die europäische Luftqualitätsrichtlinie in nationales Recht umzuwandeln. (BMLFUW 2012) Ziel dieses Bundesgesetzes ist unter anderem: „ ... der dauerhafte Schutz der Gesundheit des Menschen, des Tier- und Pflanzenbestands, ihrer Lebensgemeinschaften, Lebensräume und deren Wechselbeziehungen sowie der Kultur- und Sachgüter vor schädlichen Luftschadstoffen sowie der Schutz des Menschen vor unzumutbar belästigenden Luftschadstoffen“. (BGBl. I 1997/115) Zur Erreichung dieser Ziele regelt das IG-L die auf Schutzgüter (Menschen, Tiere, Pflanzen und Kulturgüter) einwirkenden Luftschadstoffe (Immissionen). In der Praxis bedeutet dies, dass eine Anlage eine bestimmte Menge an Emissionen nicht überschreiten darf, sodass die Immissionen bei den angrenzenden bzw. betroffenen Anrainern keine gesundheitsschädlichen Wirkungen mehr aufweisen. Nach Paragraph 20 des Immissionsschutzgesetz-Luft benötigen Anlagen, die nach den Verwaltungsvorschriften des Bundes einer Genehmigungspflicht unterliegen, keiner luftreinhalterechtlichen Genehmigung, wobei als zusätzliche Genehmigungsvoraussetzung die Begrenzung der Emissionen von Luftschadstoffen nach dem Stand der Technik gilt. Anlagen die keiner bundesrechtlichen Genehmigungspflicht unterliegen, jedoch in der Lage sind erhebliche Mengen an Luftschadstoffen zu produzieren, bedürfen nach § 21 einer luftreinhalterechtlichen Genehmigung, welche unter die Zuständigkeit der Bezirksverwaltungsbehörden fällt. Die Anordnung von Maßnahmen zur Begrenzung der Emissionen von Luftschadstoffen nach dem zum Zeitpunkt des Inkrafttretens gültigen Stands der Technik, regelt § 13 des IG-L. Verantwortlich für die Vollziehung der angeordneten Maßnahmen ist nach § 17 die zuständige Behörde oder bei Zuständigkeit mehrerer Behörden die Bezirksverwaltungsbehörde. (BGBl. I 1997/115)

Weiters besteht die Übereinkunft aller Bundesländer Österreichs gemäß Art 15a B VG, die Vereinbarung „ ... über das Inverkehrbringen von Kleinfeuerungen und die Überprüfung von

Feuerungsanlagen und Blockheizkraftwerken“ zu schließen. (LGBl 2013/1) Artikel 15 (Blockheizkraftwerke) verweist dabei auf die je nach Brennstoff einzuhaltenden Emissionsgrenzwerte für Blockheizkraftwerke.

Tabelle 3: Emissionsgrenzwerte gemäß Art 15a B VG, Artikel 15. (LGBl 2013/1) bei 5 % O_2-Gehalt

2. Erdgas, Flüssiggas:

Parameter	Brennstoffwärmeleistung (MW)	
	bis 2,5	> 2,5
CO (mg/m³)	200	200
NOx (mg/m³)	250	150
NMHC (mg/m³)	150	50

3. Biogas, Klärgas, Holzgas, Deponiegas:

Parameter	Brennstoffwärmeleistung (MW)	
	bis 0,25	> 0,25
CO (mg/m³)	1.000*	400*
NOx (mg/m³)	1.000	500
NMHC (mg/m³)	–	150

Laut dem Ergänzungspapier zur technischen Grundlage für die Beurteilung von Stationärmotoren des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend (2012) obliegt es dem technischen Amtssachverständigen im Zuge des gewerbebehördlichen Genehmigungsverfahren, den konkret dargelegten Sachverhalt nach den jeweiligen Anforderungen des Einzelfalles zu beurteilen.

Im Zuge einer Genehmigungsabwicklung wird jedenfalls eine umfassende Prüfung durch einen Sachverständigen durchgeführt, bei der die möglichen Auswirkungen der anlagenspezifischen Emissionen, welche sich als Immissionen bei den Anrainern äußern, bewertet und zu guter Letzt als Emissionsgrenzwerte vorgeschrieben werden. Neben den Schadstoffemissionen werden auch höchstzulässige Lärmemissionen festgelegt. Als Anhaltspunkt für die Festlegung der Grenzwerte greifen Amtssachverständige neben dem Art 15a B VG auf die deutsche „Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft“ aus dem Jahr 2002 zurück. Es ist desweiteren auch üblich „½ TA Luft“, das heißt eine Halbierung aller Grenzwerte, vorzuschreiben. Die letztendlich geltenden Emissionsgrenzwerte werden, wie bereits erwähnt, im jeweiligen Einzelfall beschlossen. (Pichler 2014)

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick der einzuhaltenden Emissionsgrenzwerte für Gas-Verbrennungsmotoren nach der TA Luft 2002. Die Werte beziehen sich auf ein Volumengehalt von 5% Sauerstoff im Abgas.

Tabelle 4: Grenzwerte zur Schadstoffminderung nach TA Luft 2002. (Suttor 2009)

Gasmotoren		
NO_x-Grenzwert		
für Magermotoren	500	mg/m³
für sonstige 4-Takt-Motoren	250	mg/m³
bei Zweitaktmotoren	80	mg/m³
CO-Grenzwert		
Erdgas und andere Gase	300	mg/m³
für Bio- und Klärgas		
≥ 3 MW	650	mg/m³
< 3 MW	1.000	mg/m³
Grubengas	650	mg/m³

Vergleicht man Tabelle 3 mit Tabelle 4 kann man feststellen, dass die Werte im Grunde sehr ähnlich sind, vor allem wenn man bedenkt, dass oftmals ½ TA Luft-Werte herangezogen werden. Der NO_x-Wert für Motoren im Lambda 1-Betrieb (sonstige 4-Takt-Motoren) beträgt bei beiden Tabellen 250 mg/m^3, wobei die TA Luft für Magermotoren einen Grenzwert von 500 mg/m^3 zulässt. Der CO-Wert für Erdgasmotoren gemäß Art 15a B VG ist mit 200 mg/m^3 niedriger als jener der TA Luft, wobei durch eine Halbierung des Grenzwertes nach ½ TA Luft die Situation wieder umgedreht wird.

In Österreich fällt Lärm unter das Materienrecht. Daher sind die Rechtsgrundlagen für die Lärmbekämpfung auf viele verschiedene Verordnungen und Gesetze aufgeteilt.
(BMLFUW 2014) Die Gewerbeordnung 1994 § 77 beschreibt beispielsweise die einzuhaltenden Auflagen für Genehmigungen von Betriebsanlagen in Bezug auf Gefährdungen, Belästigungen oder Beeinträchtigungen, womit auch Schallemissionen einbezogen werden. „(1) Die Betriebsanlage ist zu genehmigen, wenn nach dem Stand der Technik ... und dem Stand der medizinischen und der sonst in Betracht kommenden Wissenschaften zu erwarten ist, daß überhaupt oder bei Einhaltung der erforderlichenfalls vorzuschreibenden bestimmten geeigneten Auflagen die nach den Umständen des Einzelfalles voraussehbaren Gefährdungen ... vermieden und Belästigungen, Beeinträchtigungen oder nachteilige Einwirkungen ... auf ein zumutbares Maß beschränkt werden. ... (2) Ob Belästigungen der Nachbarn ... zumutbar sind, ist danach zu beurteilen, wie sich die durch die Betriebsanlage verursachten Änderungen der tatsächlichen örtlichen Verhältnisse auf ein gesundes, normal empfindendes Kind und auf einen gesunden, normal

empfindenden Erwachsenen auswirken.“ (BGBI 1994/194) Es ist weiters herauszulesen, dass Grenzwerte wiederrum nach den Erfordernissen des Einzelfalls anzuordnen sind.
Schallemissionen werden einerseits nach Geräuschemissionen von BHKWs und andererseits nach Immissionsgrenzwerten eingeteilt. Weiters legt man Augenmerk auf die Körperschallübertragung innerhalb von Gebäuden. Geräuschemissionen von BHKWs werden als Schalldruckpegel in definierten Entfernungsabständen gemessen und angegeben und sind meist in den Datenblättern der jeweiligen Anlagen zu finden. Beispielsweise würde man die Angabe 70dB (A) in 1 m Abstand finden. Immissionsgrenzwerte für Schall finden sich in der deutschen TA Lärm aus dem Jahr 1998, wobei die Werte den jeweiligen Gegebenheiten anzupassen sind. (Suttor 2009)

Tabelle 5: Immissionsgrenzwerte für Schall nach der TA Lärm 1998. (Suttor 2009)

Außerhalb von Gebäuden		
a) in Industriegebieten	70 dB(A)	
b) in Gewerbegebieten	tags 65 dB(A)	nachts 50 dB(A)
c) in Kerngebieten, Dorfgebieten und Mischgebieten	tags 60 dB(A)	nachts 45 dB(A)
d) in allgemeinen Wohngebieten und Kleinsiedlungsgebieten	tags 55 dB(A)	nachts 40 dB(A)
e) in reinen Wohngebieten	tags 50 dB(A)	nachts 35 dB(A)
f) in Kurgebieten, für Krankenhäuser und Pflegeanstalten	tags 45 dB(A)	nachts 35 dB(A)

- Schadstoffemissionen:

Bei Verbrennungsmotoren ist das Emissionsverhalten vom eingesetzten Brennstoff sowie von der Motorenbauart und der Motoreneinstellung abhängig, wobei die Schadstoffemissionen mit der Gesamtfeuerungsleistung zunehmen. Anders als bei Diesel- und Gasdieselmotoren, wo zusätzlich noch Rußpartikel anfallen, sind es bei den erdgasbetriebenen Gasmotoren neben den Kohlenstoffen hauptsächlich die Stickoxide (NO_x), welche auf ein Minimum zu reduzieren sind. (Suttor 2009) Innerhalb der Emissionsminderung, die bei Gas-Ottomotoren angewandt wird, kann zwischen zwei technischen Maßnahmen unterschieden werden. Einerseits zwischen den Primärmaßnahmen und andererseits zwischen den Sekundärmaßnahmen. Unter Primärmaßnahmen werden innermotorische Veränderungen der Verbrennungsmaschine verstanden, wobei erreicht werden soll, dass höhere Schadstoffkonzentrationen erst gar nicht auftreten. Sekundärmaßnahmen betreffen nicht den Verbrennungsprozess selbst, sondern sind dem Motor nachgeschaltete Abgasreinigungsmaßnahmen. (Valtwies 1997) Die Primärmaßnahmen können außerdem in treibstoffspezifische, konstruktive und betriebliche Maßnahmen untergliedert werden, wobei letztere beispielsweise die Erhöhung der Luftzahl

(Lambda-Wert) oder der zeitlich verzögerte Einspritzbeginn sind. Die Optimierung der Brennraumgeometrie oder die Rückführung der Abgase zählt zu den konstruktiven Maßnahmen. Die Umsetzung einer Maßnahme zur Emissionsreduktion eines Stoffes kann unter Umständen zur Erhöhung eines anderen Luftschadstoffes führen. (Viecens 2010 zit. nach Gailfuß 1998)

In der Praxis wird eine Kombination aus primären und sekundären Maßnahmen angewendet, wobei je nach Anforderungen das jeweilige Konzept gewählt wird. Grundsätzlich lässt sich beim Gas-Ottomotor zwischen zwei gängigen Konzepten zur Emissionsminderung unterscheiden:

- Stöchiometrischer Betrieb (Lambda =1) mit Dreiwegekatalysator

Der Lambda-Wert gibt das Verhältnis der Luft zum Brennstoff an, welches beim stöchiometrischen Betrieb so erfolgt, dass exakt die Menge an Luft beigemischt wird, die nötig ist, um den Kraftstoff vollkommen zu verbrennen. Um optimal mit einem Dreiwegekatalysator zusammenzuarbeiten, wird der Motor mit einem Mischungsverhältnis von Lambda (λ) knapp unter 1 betrieben. Bei diesem Brennstoff-Luft-Verhältnis ist es dem Katalysator möglich die drei Schadstoffe CO, NO_x und HC miteinander in Reaktion zu bringen und sie dabei ohne Zugabe einer weiteren Reaktionskomponente abzubauen bzw. umzuwandeln. Bei Nichteinhaltung des Arbeitsbereiches („Lambda-Fenster"), ist die gleichzeitige Entfernung aller drei Schadstoffe chemisch bedingt nicht möglich. Technisch umgesetzt wird dieser Betrieb durch eine Lambda-Sonde, welche direkt vor dem Dreiwegekatalysator angebracht ist, um das Messsignal für den benötigten Sauerstoffgehalt an ein Regulierungsventil weiter zu senden. (Valtwies 1997) Aufgebaut ist der Katalysator aus einem metallischen oder keramischen Trägerkörper, der versehen mit einer Edelmetallbeschichtung sowohl die reduzierenden als auch oxidierenden Reaktionen bewirkt. Die optimalen Abgastemperaturen erreicht der Katalysator bei 400 bis 600°C. (Schaumann und Schmitz 2010) Zu beachten ist, dass der Abgaskatalysator nach etwa 15.000 Betriebsstunden zu tauschen ist, da sich die Wirkung mit fortlaufender Zeit verringert. Eine Prüfung bzw. Nachjustierrung der Lambda-Regelung sollte ebenfalls in regelmäßigen Abständen erfolgen. (Suttor 2009)

Untenstehend werden die Konvertierungsraten der Schadstoffe CO, HC und NO_x eines Dreiwegekatalysators dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass der optimale Arbeitsbereich knapp unter 1 liegt. Würde man die Lambdazahl beispielweise auf 1,02 erhöhen, würde die Umwandlungsrate nur mehr bei rund 20 % statt bei etwa 80–90 %, wie es im „Lambda-Fenster" der Fall ist, liegen.

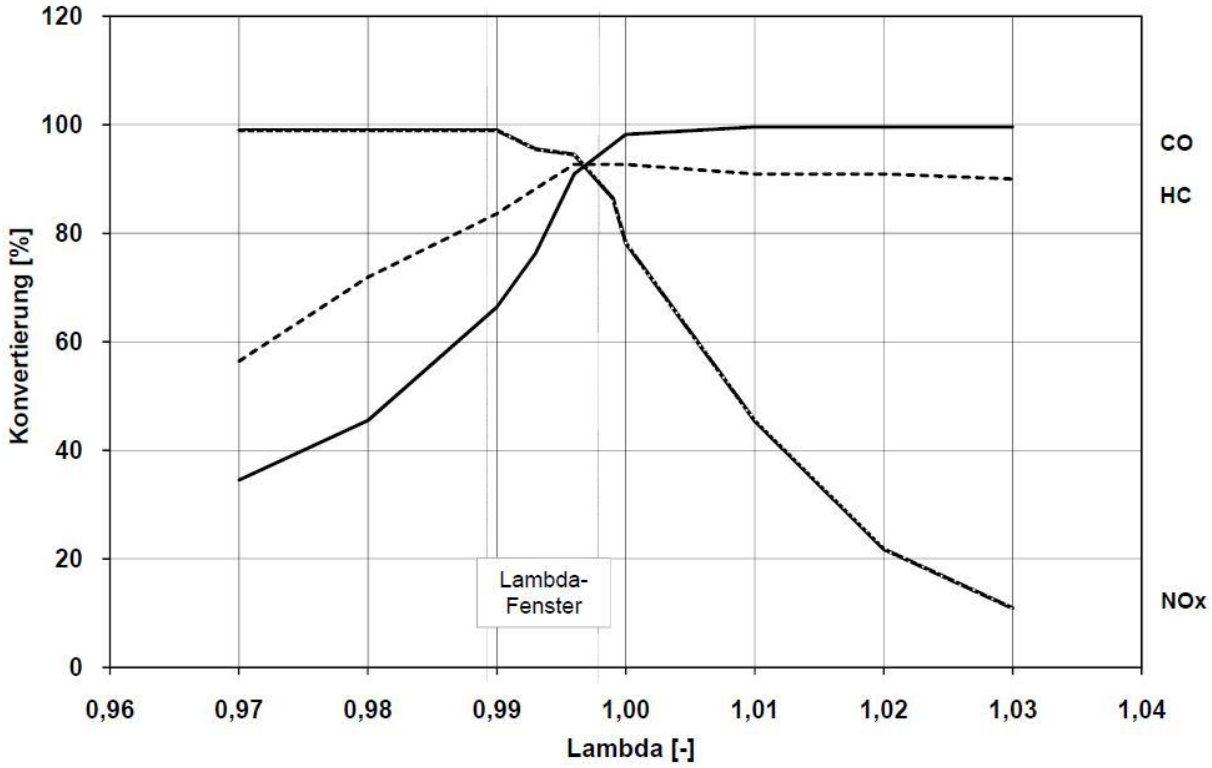


Abbildung 12: Konvertierungsraten eines Dreiwegekatalysators. (BMWA 2001)

- Magerbetrieb mit Oxidationskatalysator (optional)

Das Magerkonzept ist ebenfalls eine legitime und betriebssichere Methode zur Emissionsminderung, wenngleich sie nicht ganz an das Reduktionspotential des stöchiometrischen Betriebes heranreicht. Magermotoren benötigen keine komplizierte Gemischregelung, sondern fahren mit einer überhöhten Luftzahl von λ= 1,6 bis 1,8. Bedingt durch diesen Luftüberschuss und einer Anpassung des Zündzeitpunktes ist es möglich, die Verbrennungstemperaturen herabzusetzen und damit die Stickoxide zu reduzieren. Durch den erhöhten Luftanteil im Luft-Kraftstoff-Gemisch sinkt wiederrum der Energiegehalt des Gemisches, was einen Leistungsverlust bedeutet. Dieser Leistungsverlust wird, wenn nötig, durch den Einsatz eines Abgas-Turboladers mittels Gemischaufladung wieder wettgemacht. Der hohe Luftanteil bewirkt die vermehrte Produktion der Bestandteile CO und HC im Abgas, da er den Verbrennungsprozess verlangsamt und somit die Entstehung dieser Stoffe fördert. Die Reduzierung dieser Stoffe gelingt teilweise durch die korrekt abgestimmte Dosierung des Luft-Gas-Gemisches mittels eines Regelgeräts und einer O_2-Sonde. (Suttor 2009; Valtwies 1997) Ist eine weitere Emissionsminderung von Nöten, kann diese durch einen dem Verbrennungsprozess nachgeschalteten Oxidationskatalysator erfolgen. Dieser ist in der Lage bis zu 95 % der CO-Emissionen in CO_2 und bis zu 90 % der HC-Emissionen in CO_2 und H_2O umzuwandeln, wobei die Stickoxide nicht beeinflusst werden. Zwar ist der Oxidationskatalysator gegenüber dem Dreiwegekatalysator um etwa den Faktor 10 weniger anfällig gegen Katalysatorgifte, doch sollten gerade Klär- und Deponiegase auf die beim

Klärprozess entstehenden Siloxane, welche Ablagerungen im Katalysator verursachen, überprüft werden. (Viecens 2010)

- Schallemissionen:

Schwingungen, die zu Körperschallübertragungen oder Geräuschemissionen führen, können durch bautechnische Maßnahmen verhältnismäßig einfach reduziert bzw. derart gut minimiert werden, dass BHKW-Anlagen sogar in Wohngebieten problemlos integrierbar sind. (Schaumann und Schmitz 2010) Hauptverursacher der Lärmemissionen beim Ottomotor sind die Verbrennungsvorgänge, wobei der Geräuschpegel eines Gasmotors nur etwa halb so hoch ist wie der eines Dieselmotors. Durch gezielte Schallschutzmaßnahmen am gesamten Modul lassen sich die auftretenden Schwingungen stark reduzieren. Diese Entkopplung kann durch Schwingungsdämpfer, Abgasschalldämpfer, elastische Kompensatoren bei diversen Rohrleitungen und Kanälen sowie durch die schwingungsisolierte Lagerung der Motor-Generator-Einheit und des Modulrahmens erreicht werden. Durch die Entkopplung der Bodenplatte (eigener Fundamentblock oder Trennung des Maschinenfundaments vom Gebäudefundament) sind noch geringere Körperschallemissionen möglich. Kleinere Blockheizkraftwerke können meist problemlos in konventionelle Heizräume integriert werden. Die meisten kleinen Aggregate verfügen bereits über eine Schallschutzhaube, womit die erforderliche Schalldämmung in Heizräumen ausreichend gewährleistet sein sollte. Bei der Einbringung von Großanlagen in Heizräume bzw. speziell konzipierte Maschinenräume gilt es wirtschaftlich und technisch abzuwägen, ob die Dämmung des Heizraumes selbst oder doch eine Schallschutzabdeckung sinnvoller ist. (Suttor 2009) Viele Anlagenhersteller verfügen bereits über eine breitgefächerte Auswahlmöglichkeit bezüglich der Schallschutzmaßnahmen bei BHKWs. So bietet beispielsweise TEDOM seine Blockheizkraftwerke je nach Größe der Anlage mit unterschiedlichen Schallschutzmöglichkeiten an. Die kleinen Anlagen bis 50 kW_{el} verfügen standardmäßig über eine Schallschutzhaube, da die höheren Temperaturen durch das geschlossene Gehäuse einen Beitrag zur thermischen Leistung liefern. Mittelgroße Anlagen von 80 bis etwa 400 kW_{el} können mit oder ohne Schallschutzabdeckung geliefert werden, wobei es zusätzlich noch die „Silent Ausführung“ für besonders hohen Schallschutz gibt. Zu guter Letzt werden für die Außenaufstellung von Großanlagen speziell entwickelte Container angeboten, welche auf der Innenseite über die notwendige Dämmung verfügen und somit ebenfalls die Schallschutzanforderungen erfüllen. (Tedom s.a.)

Eine Darstellung der verschiedenen Ausführungsvarianten kann man der Abbildung 6 entnehmen. Die folgende Abbildung 12 zeigt die möglichen Schallschutzmaßnahmen bei der Integrierung eines Blockheizkraftwerks in einen Heizungsraum.

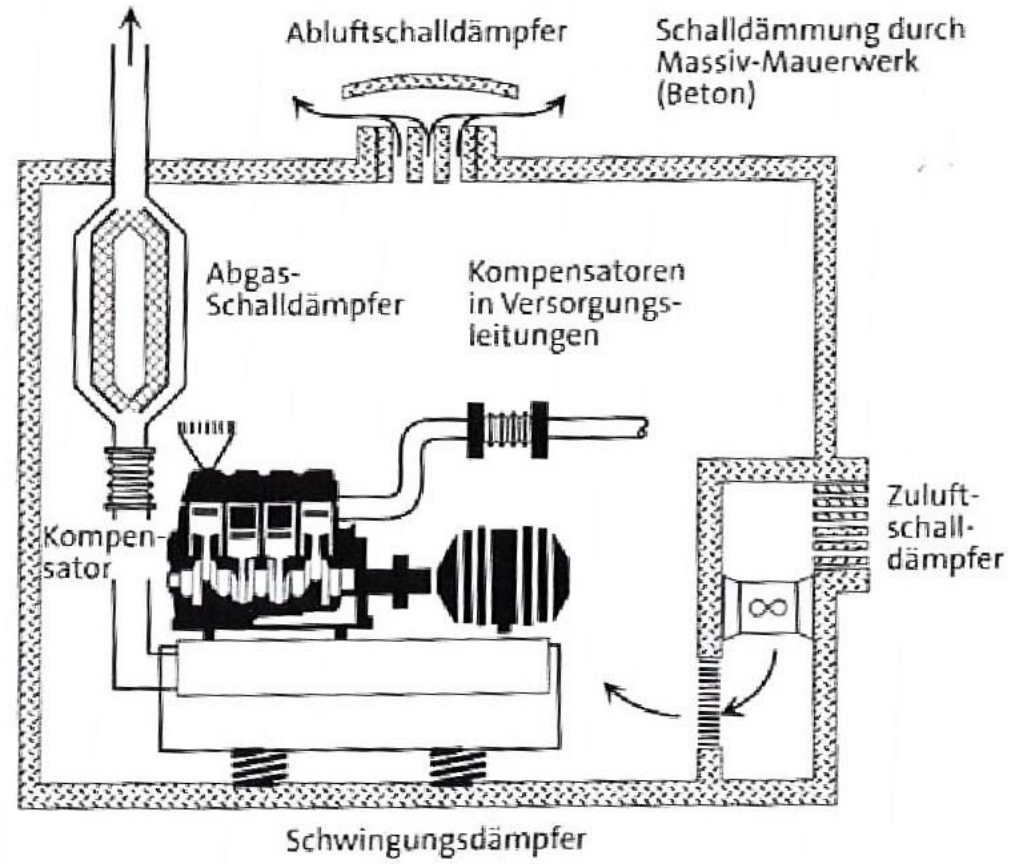


Abbildung 13: Darstellung von Schallschutzmaßnahmen bei einem BHKW. (Suttor 2009)

2.2.3. Wirtschaftliche Aspekte von Gas-Blockheizkraftwerken

Das Ziel einer wirtschaftlichen Bewertung einer BHKW-Anlage liegt in der rationellen Abschätzung finanzieller Auswirkungen auf getätigte Investitionen und zukünftige Betriebsweisen. Der möglichst exakten Berechnung der Wirtschaftlichkeit eines Projektes, steht die Unsicherheit zukünftiger Entwicklungen gegenüber. Diese Unsicherheit wird versucht durch gezielte Analysen und Berechnungsverfahren zu minimieren. Neben der technischen Machbarkeit entscheidet die Wirtschaftlichkeitsberechnung über die tatsächliche Umsetzung eines Projektes. (Suttor 2009) Bei korrekter anlagentechnischer und wirtschaftlicher Umsetzung können BHKW-Anlagen nicht nur als ökologische Heizzentralen dienen, sondern als stromerzeugende Maschinen sogar Gewinn erwirtschaften. (BHKW-Infothek s.a.) Um eine ökonomische Vergleichsmöglichkeit darzustellen, wird ein potentielles BHKW-Projekt meist mit einem Referenzfall ohne BHKW verglichen. In der Regel bedeutet dies, die Wärme über einen Heizkessel und den Strom über das öffentliche Netz zu beziehen. Folgt die IST-Situation nicht den üblichen Referenzfall-Annahmen, wird die jeweilige Ausgangslage, d.h. der Zustand vor Einbringung eines BHKW, des Heizsystems herangezogen. Alle jährlichen Kosten und Einsparungen, die durch die Verwendung eines BHKWs entstehen, werden anschließend zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit im Vergleich

zu einem Referenzfall ohne BHKW oder eben der spezifischen Ausgangssituation ermittelt. (ASUE 2010)

Nachstehend soll ein Überblick über die verschiedenen Kosten- sowie Einsparungspositionen bei Anschaffung eines Blockheizkraftwerks gegeben werden. Außerdem wird die Möglichkeit der Inanspruchnahme von Förderungen und Contractinganbietern behandelt. Abschließend werden noch geeignete Verfahren der Investitionsrechnung vorgestellt.

Die jeweiligen Einsparungen, Einnahmen oder Erlöse sowie die anfallenden Kosten hängen von der geplanten Verwendung des Blockheizkraftwerks ab. Folgende Fragestellungen ergeben sich daher: Wird der Strom ausschließlich in das Netz eingespeist? Wird der Strom selber genutzt und nur die Überschüsse eingespeist? Wird das BHKW als Insellösung verwendet und der Strom nur für die Eigennutzung herangezogen? Ist der Eigentümer und Betreiber ein Contractor und verkauft den Strom und die Wärme an Dritte? Je nach Ausführung und Zweckdienlichkeit der Anlage fallen Kosten an und können Einsparungen oder Erlöse generiert werden. (Suttor 2009)

- Kostenaufstellung:

Gesamtheitlich betrachtet können die Kosten eines BHKWs in folgende Punkte untergliedert werden:

- Kapitalkosten
- Brennstoffkosten
- Betriebskosten
- Strombezugskosten

Nachfolgend werden die einzelnen Unterpunkte der Kosten inhaltlich erläutert und nachvollziehbar dargelegt. (Suttor 2009)

- Kapitalkosten

Die Kapitalkosten umfassen die gesamten Investitionskosten eines Projektes und benötigen für ihre Bestimmung einen wirtschaftlich und technisch sinnvollen Betrachtungszeitraum. Weiters wird ein marktkonformer Zinssatz für den Nutzungszeitraum herangezogen, da gebundenes Kapital nicht mehr verzinslich am Kapitalmarkt angelegt werden kann und dieser Zinsenentgang deshalb bei dynamischen Investitionsrechnungen der Projektinvestition angerechnet wird. (Suttor 2009) Anschließend werden die einzelnen Unterpunkte der Kapitalkosten separat behandelt.

Die für ein BHKW erforderlichen Investitionen bestehen nicht nur aus dem BHKW-Modul selber, sondern setzten sich aus mehreren für die Anlagenumsetzung nötigen Komponenten zusammen. Nichtsdestotrotz macht die Anschaffung des BHKW-Moduls den Hauptanteil der

Investition aus. Die Kosten für zusätzliche Anlagenkomponenten, wie Pufferspeicher, zusätzliche Wärmetauscher, Schalldämpfer oder Katalysatoren sowie Lüftung oder erweiterte Regelung können ebenfalls einen beträchtlichen Kostenpunkt ausmachen. Je nach Projekt und erforderlichem Aufwand entstehen die unumgänglichen und sinnvoll investierten Planungskosten. Die Einbindung des BHKWs vor Ort verursacht ebenfalls Kosten, da es gas-, strom- und wasserseitig angeschlossen werden muss. Zu guter Letzt sind noch der Transport, die Montage, die Inbetriebnahme und der meist geforderte Probebetrieb bei den Kosten zu berücksichtigen. Investitionsbedingte Kosten für Verwaltung und Versicherung müssen ebenfalls den Kapitalkosten zugerechnet werden. Ein gesonderter Posten bei den Investitionskosten für Unvorhergesehenes ist zu empfehlen, da eine 100 prozentig exakte Kostenplanung in der Praxis kaum möglich ist. (ASUE 2010; Suttor 2009)
Die Abbildung 13 veranschaulicht das Verhältnis der spezifischen Investitionskosten eines BHKW zu dessen elektrischer Leistung. Es zeigt deutlich, dass je größer eine Anlage ist, desto geringer sind die Kosten pro kW Leistung. Daraus lässt sich wiederrum ableiten, dass BHKW-Anlagen umso genauer auf ihre Wirtschaftlichkeit und ihre korrekte Betriebsführung geprüft werden sollten, je kleiner sie sind.

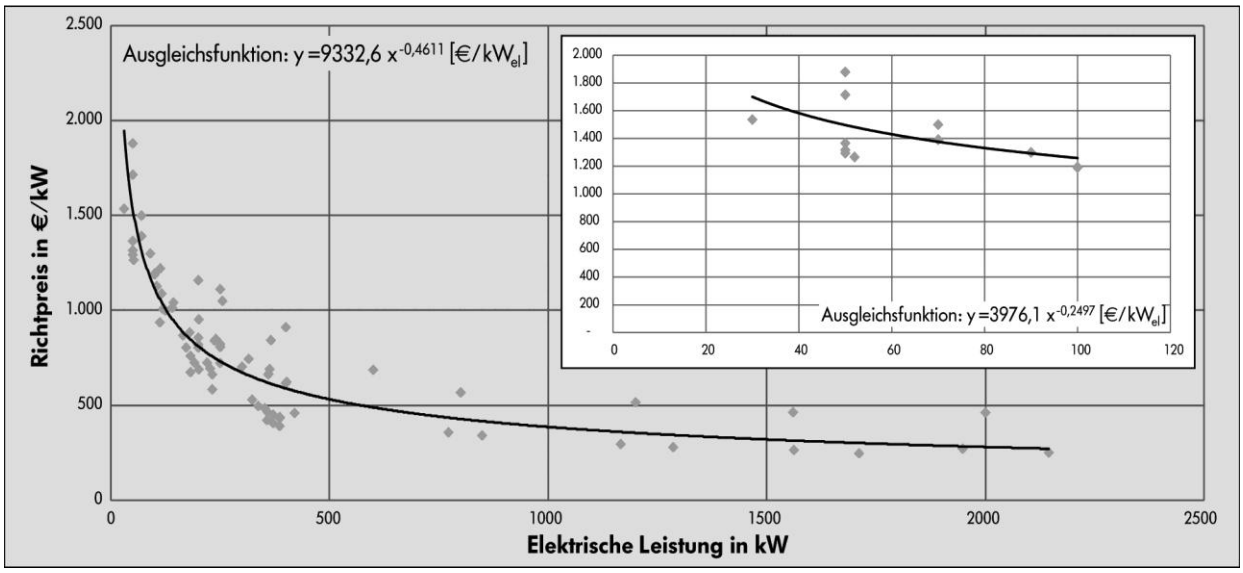


Abbildung 14: Spezifische Richtpreise von Erdgas-BHKW (ASUE 2011)

Neben der technischen Nutzungsdauer ist für die Investitionsrechnung vor allem die wirtschaftliche Nutzungsdauer von Bedeutung. Würde ein BHKW nach 15 Jahren Laufzeit technisch noch im Stande sein den Betrieb fortzuführen, bedeutet dies nicht, dass es wirtschaftlich noch sinnvoll ist. Durch unvorteilhafte Entwicklungen der Gas- und Strompreise oder technologische Sprünge, könnte aus ökonomischer Sicht ein modernes, auf die vorherrschende Marktsituation angepasstes BHKW, größere wirtschaftliche Vorteile bringen. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer eines modernen Blockheizkraftwerks beträgt

grundsätzlich zwischen 10 und 15 Jahren, wobei gegebenenfalls die Einrechnung einer Generalüberholung nicht außer Acht gelassen werden darf.
Der zur Berechnung der Kapitalkosten erforderliche Kalkulationszinssatz wird aus den Zinsen, die für die Fremdfinanzierung abzugeben sind und oder der Verzinsung, die für eigens eingebrachtes Eigenkapital erwartet wird, gebildet. Bei der Eigenkapitalverzinsung wird jener Zinssatz angenommen, welcher bei alternativen Anlage- oder Investitionsmöglichkeiten unter möglichst gleichen Bedingungen (Laufzeit, Risiko) erzielt werden kann. (Suttor 2009)

- Brennstoffkosten

Als verbrauchsgebundene Kosten machen die Brennstoffkosten den größten Anteil der laufenden Kosten aus, weshalb schon geringe Veränderungen des Preises bedeutende Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage haben können. Bei einer bereits installierten Anlage werden die Kosten nach der verbrauchten Gas-Menge (Volumen in m^3) des BHKWs berechnet. In der Planungsphase werden die errechneten jährlichen Betriebsstunden des BHKW mit der Brennstoffleistung multipliziert, woraus sich der jährliche Brennstoffbedarf ergibt. Unter Einbeziehung des Brennstoffpreises ergeben sich schließlich die Jahresbrennstoffkosten. Neben den Brennstoffkosten für das BHKW sollten auch jene für den Spitzenlastkessel (wenn vorhanden) zwecks einer gesamtheitlichen Betrachtung berücksichtigt werden. Die Abbildung 14 zeigt die starke Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit einer Investition vom Gas- und Strompreis. Zwar ist diese Grafik auf Deutschland bezogen, doch stimmen diese Verhältnisse im Grunde genommen mit den österreichischen relativ gut überein. Die Sensibilität einer Wirtschaftlichkeitsermittlung gegenüber den Gas- und Strompreisen lässt sich erahnen, wenn man bei vorliegender Abbildung beispielweise den Gaspreis um 20 % erhöht und den Strompreis um 20 % senkt. Die Amortisationdauer (siehe Amortisationsrechnung) einer Anlage würde sich in diesem Fall (Abbildung 14) von drei auf beinahe sechs Jahre verdoppeln. (ASUE 2010)

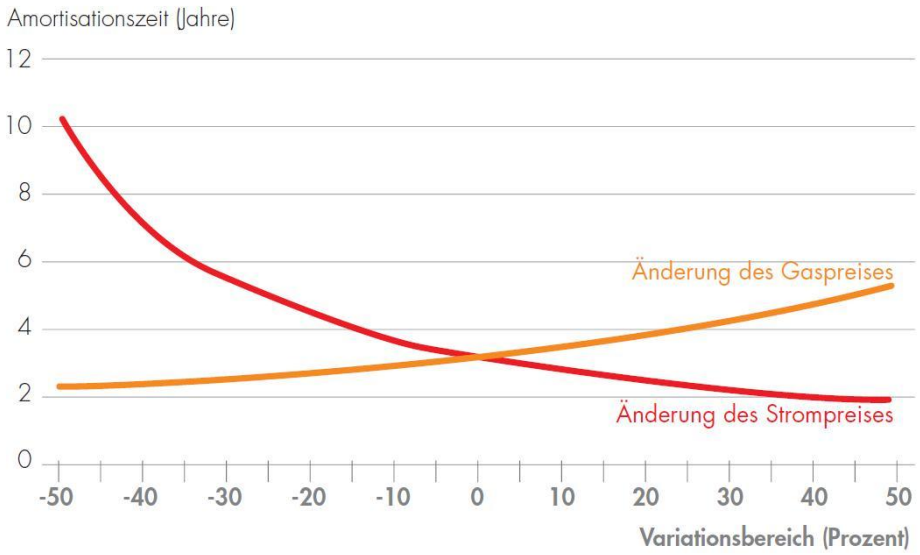


Abbildung 15: Einfluss des Gas- und Strompreises auf die Wirtschaftlichkeit für ein typisches Erdgas-BHKW-Projekt zur Selbstversorgung mit Strom und Wärme. (ASUE 2010)

- Betriebskosten

Zu den Betriebskosten zählen die Instandhaltungskosten, worunter die Wartung fällt sowie die Personalkosten für die Beaufsichtigung (Kontrollgänge) und sonstiger Verwaltungsaufwand. Wie auch bei Kraftfahrzeugen müssen BHKW-Verbrennungsmotoren regelmäßig gewartet werden, um die maximale Lebensdauer zu erreichen. Die Anlagenhersteller- oder Vertreiber bieten deshalb Wartungsverträge an, um so einen störungsfreien Betrieb zu ermöglichen und dem Kunden die Arbeit abzunehmen, externes Fachpersonal dafür beauftragen zu müssen. Außerdem sind technische Mitarbeiter der Hersteller auf ihre Anlagen spezialisiert und geschult und haben somit den höchsten Wissensstand, wenn es um die Wartung geht. Der Leistungsumfang des Wartungsvertrages kann je nach den Wünschen des Auftragnehmers variieren, wobei meist Vollwartungsverträge angeboten und empfohlen werden. Wie der Name schon vorgibt, werden alle anfallenden Arbeiten, vom Ölwechsel über das Ventilspieleinstellen bis hin zum Zylinderkopfwechsel, über einen vereinbarten Zeitraum oder eine vereinbarte Laufleistung vom Wartungsvertraganbieter erledigt. Ob die Generalüberholung bei diesem Vertrag enthalten ist, ist Vereinbarungssache. Die Fernwartung samt Kundendienst bei Betriebsstörungen ist ebenso Teil dieser Verträge, wie die inkludierten Reise- und Personalkosten der Monteure. Die Abrechnung des Wartungsvertrages erfolgt entweder pro erzeugter kWh (Cent/kWh) oder pro gelaufener Betriebsstunde (€/Bh) und gibt somit dem Anwender über große Zeiträume Kalkulationssicherheit. (Suttor 2009; Schaumann und Schmitz 2010)

- Strombezugskosten

Da die Auslegung und Dimensionierung eines BHKW oft auf die Abdeckung einer bestimmten Grundlast zugeschnitten ist, müssen die nicht durch das BHKW abgedeckten Stromspitzen bzw. Strom der benötigt wird, noch bevor das BHKW einschaltet (Bedarf geringer als 50% der Leistung), vom Versorger per Fremdbezug bezogen werden. (ASUE 2010)

- Einsparungen und Einnahmen:

Neben den ökologischen Vorteilen besteht der Sinn und Zweck eines Blockheizkraftwerks vorrangig in der Generierung von Einnahmen und Einsparungen. Diese Einsparungen und Einnahmen können unterteilt werden in:

- Vermiedener Strombezug
- Eingespeister Strom
- Wärmenutzung
- Effizienzsteigerung

- Vermiedener Strombezug

Die Kosteneinsparung durch den vermiedenen Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz stellt den quantitativ bedeutendsten Anteil der Einsparungen dar. Der Strom kann günstig selber erzeugt werden, weshalb er nicht mehr zu höheren Preisen vom Lieferanten bezogen werden muss. (BHKW-Infothek s.a.)

Die anschließend herangezogenen Preise wurden am 03.12.2014 mittels des gewerblichen Tarifkalkulators der E-Control erzeugt, indem aus den Arbeitspreisen der fünf günstigsten Strom- sowie Gasanbieter die Mittelwerte gebildet wurden. Als Berechnungsgrundlage wurden für Strom und Gas jeweils 100.000kWh sowie der Standort Brunn am Gebirge angenommen.

Vereinfacht ausgedrückt lässt sich bei einem in Österreich angenommenen gewerblichen Stromarbeitspreis (netto) von 5,4 Cent/kWh und einem Gasarbeitspreis (netto) von 2,9 Cent/kWh beinahe die Hälfte der Kosten sparen, da der Strom um den günstigeren Gaspreis erzeugt wird und nicht mehr um 5,4 Cent/kWh zugekauft werden muss. Zum Energiepreis, der aus dem Arbeitspreis und einer Grundpauschale besteht, kommen sowohl bei Strom als auch bei Gas noch die Netzkosten sowie Steuern und Abgaben hinzu, welche man sich beim vermiedenen Strombezug ebenfalls einspart. Der errechnete Nettogesamtpreis (= Gesamtpreis ohne Ust.) der fünf günstigsten Anbieter wäre demnach 12,3 Cent/kWh für Strom und 4,9 Cent/kWh für Gas. Aus dem Vergleich der Verhältnisse der Nettogesamtpreise und der Arbeitspreise ist deutlich ersichtlich, dass die relative Differenz zwischen den Nettogesamtpreisen weitaus größer ist, da die Kosten für Netz, Steuern und

Abgaben bei Gas nur etwa 41 %, bei Strom jedoch 56 % (1-(5,4/12,3)), also durchschnittlich 15 % mehr betragen. Daraus ergibt sich wiederum ein höheres Einsparpotential bei der Vermeidung von Fremdstrombezug. (E-Control s.a.; E-Control Marktbericht 2014) Das bedeutet weiters, dass je höher die jährliche Laufleistung des Aggregats ist, desto mehr Strom entsteht in Eigenproduktion und desto weniger Fremdstrombezug ist notwendig. Deshalb ist die adäquate Dimensionierung des BHKWs zur Abdeckung einer breiten Grundlast essentiell. Bei einer Überdimensionierung wird oft eine zu geringe Laufzeit erreicht, weshalb Strom zu den üblich hohen Tarifen eingekauft werden muss. (BHKW-Infothek s.a.)

- Eingespeister Strom

Produziert ein BHKW mehr Strom, als zu einem bestimmten Zeitpunkt benötigt wird, kann das Aggregat einerseits abgeschaltet werden, wodurch jedoch keine Einnahmen erzielt werden, oder andererseits den überschüssigen Strom in das öffentliche Netz einspeisen. Die Überschusseinspeisung bei fossilen BHKWs ist jedoch nur sinnvoll, wenn die erzeugte Wärme rationelle Anwendung findet. (Suttor 2009) Aufgrund der liberalisierten Energiemärkte in Österreich obliegt es dem Stromlieferanten, den vom BHKW-Betreiber erzeugten Strom, gegen eine Einspeisevergütung entgegenzunehmen. Die Vergütung wird, wie auch der Bezugsstrom, nach Cent/kWh abgerechnet, wobei die Höhe des Betrages Verhandlungssache zwischen BHKW-Betreiber und Lieferanten ist. In der Regel wird für den selbst produzierten Strom jedoch ein weit geringerer Betrag bezahlt, als der Betreiber für seinen Fremdstrom aufbringen muss. (Sorger 2014) So beträgt der aktuelle durchschnittliche Marktpreis für Strom laut § 41 Ökostromgesetz 3,46 Cent/kWh, wobei es sich hierbei um einen gemittelten Wert des vierten Quartals 2014 der Leipziger Börse EEX handelt. (E-Control Marktpreisermittlung 2014) An diesem wird sich der Stromabnehmer orientieren, wenn er die Höhe der Einspeisevergütung bestimmt. Anders verhält sich die Lage wiederrum, wenn der Strom von einem Biogas-BHKW eingespeist wird, da es für die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien nach dem Ökostromgesetz 2012 geförderte Tarife gibt, welche einen verhältnismäßig hohen Einspeisetarif, jedenfalls über dem Bezugspreis, zusichern. (Sorger 2014)

An dieser Stelle wird nicht näher auf die Situation der geförderten Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien eingegangen, da dieses Thema in Kapitel 2.3 noch explizit behandelt wird.

- Wärmenutzung

Die Ersparnis ergibt sich aus dem im Heizkessel nicht benötigten Brennstoff, aufgrund der Wärmeerzeugung des BHKWs, wobei der Heizkessel weiterhin zur Spitzenlastabdeckung in

Verwendung bleibt. Wurde im Vorhinein kein Heizkessel, sondern beispielsweise ein Ölkessel oder eine andere Quelle verwendet, wird die Brennstoffeinsparung, unter Berücksichtigung der veränderten Brennstoffpreise, zu dem jeweiligen Bestandsaggregat in Verhältnis gesetzt. Eine andere Form der Wärmenutzung ergibt sich durch den Verkauf der Wärme an Dritte, beispielweise durch einen Contractor. Durch den Weiterverkauf der erzeugten Wärmemenge, kann dieser einen Ertrag erwirtschaften. (Suttor 2009)

- Effizienzsteigerung

Die Neuinstallation eines Blockheizkraftwerks zieht meist die Substitution eines „Alt-Gerätes" mit sich, welches aufgrund seines fortgeschrittenen Alters technologische Nachteile in Bezug auf den Brennstoffausnutzungsgrad aufweist. Weiters wird unter Umständen Heizöl durch Erdgas ersetzt, wodurch sich durch den veränderten Brennstoff bereits eine enorme Kostenersparnis ergeben kann. (BHKW-Infothek s.a)

- Contracting:

Erst durch ein Contracting, also einer Fremdfinanzierung, wird die Umsetzung kostenintensiver Projekte möglich. Als Eigentümer und gegebenenfalls Betreiber übernimmt der Contractor die komplette Finanzierung der Anlage samt allen erforderlichen Aufwänden und Folgekosten wie beispielsweise der Wartung. Die Strom- und Wärmelieferverträge werden zwischen dem Contractor und dem BHKW-Nutzer (Gewerbetreibende) geschlossen, wobei der Contractor den Strom und die Wärme zu einem vereinbarten Preis an den Gewerbetreibenden abgibt. (Suttor 2009)

- Verfahren der Investitionsrechnung:

Um die Wirtschaftlichkeit einer BHKW-Anlage zu bestimmen, bieten sich diverse Berechnungsverfahren an, die in ihrer Komplexität variieren. Bei der Wahl des geeigneten Verfahrens sollte immer darauf geachtet werden, dass die Qualität der Ergebnisse im richtigen Verhältnis zum Aufwand der Berechnungen stehen. Um erste Abschätzungen bezüglich der Machbarkeit von Projekten durchzuführen, genügen weniger aufwendige Verfahren, wie die Amortisationsrechnung. Grundsätzlich lässt sich zwischen statischen und dynamischen Berechnungsmethoden unterscheiden. (Suttor 2009) Im Folgenden werden die statische Amortisationsrechnung sowie die dynamische Kapitalwertmethode und die dynamische Interne-Zinsfuß-Methode vorgestellt, welche in der Praxis oft Anwendung finden. Diese Berechnungsverfahren finden ebenfalls bei dem Fallbeispiel des Biomethan-BHKWs Anwendung.

- Statische Berechnungsverfahren

Statische Verfahren sind gut geeignet für eine erste zeitnahe Grobabschätzung eines Investitionsprojektes, wobei sie in ihrer Aussagekraft durch ihren starken Vereinfachungsgrad begrenzt sind, da sie nur eine standardisierte Periode (das erste Jahr) der kompletten Laufzeit einer Investition berücksichtigen und damit zukünftige Entwicklungen nicht einbeziehen. Obwohl dynamische Verfahren immer mehr Anklang finden, kommen statische Verfahren in der Praxis noch sehr häufig zum Einsatz. (Schaumann und Schmitz 2010)

- Amortisationsrechnung

Mithilfe der Amortisationsrechnung wird der Zeitraum angegeben der benötigt wird bis das eingesetzte Kapital zurückgeflossen ist. Je kürzer die Dauer, desto geringer ist das Risiko eines Kapitalverlustes aufgrund zukünftiger Unsicherheiten. Demnach sind bei einem Vergleich nach diesem Rechnungsverfahren diejenigen Investitionsprojekte vorteilhafter, die eine kürzere Amortisationsdauer aufweisen. Grundsätzlich macht eine Anlage, die eine längere Amortisationszeit als Nutzungsdauer hat, wirtschaftlich keinen Sinn. Meist geben Investoren maximale Amortisationszeiten vor, welche nicht überschritten werden dürfen. Die Rentabilität findet in der Amortisationsrechnung keinerlei Betrachtung, weshalb neben diesem Verfahren noch weitere Berechnungsweisen hinzugezogen werden sollten. Außerdem können Anlagen mit niedriger Amortisationszeit einen geringeren jährlichen Gewinn aufweisen, als Projekte mit längerer Laufzeit, vor allem wenn unterschiedliche Nutzungszeiten gewählt werden. Nichtsdestotrotz verwenden Unternehmen dieses Berechnungsverfahren aufgrund seiner Einfachheit, wobei sie, wie alle statischen Verfahren, nur von einer Periode als Referenzwert für die komplette Anlagenlaufzeit ausgeht. In Abbildung 14 ist die Formel zur Berechnung der Amortisationszeit (Z) angegeben. (Schaumann und Schmitz 2010)

$$Z = \frac{A - L}{F}$$

A	=	Anschaffungsausgabe (€)
L	=	Liquidationserlöse (€)
F	=	Durchschnittlicher jährlicher Rückfluss (€)

Abbildung 16: Berechnung der Amortisationsdauer. (Schaumann und Schmitz 2010)

Der durchschnittliche jährliche Rückfluss (F) kann bestimmt werden als durchschnittlicher jährlicher Gewinn plus jährliche Abschreibungen. (Schaumann und Schmitz 2010)

- Dynamische Berechnungsverfahren

Dynamische Investitionsrechnungen berücksichtigen durch die explizite Erfassung von Geldflüssen innerhalb einzelner Perioden die gesamten finanziellen Auswirkungen eines Investitionszeitraumes. Alleine durch die Tatsache, dass sich die reale Wertigkeit von Geldmitteln mit zunehmender Zeit ändert, müssen finanzmathematische Methoden zum Ausgleich dieser Entwicklungen eingesetzt werden. (Schaumann und Schmitz 2010) Wenn man beispielsweise heute einen Betrag X erhält, hat dieser einen anderen Wert, als wenn man den gleichen Betrag X morgen erhalten würde, da Geldmittel am Kapitalmarkt zu bestimmten Zinssätzen angelegt werden können. Um diese monetären Differenzen auszugleichen, werden alle Ein- und Auszahlungen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, auf einen Betrachtungszeitpunkt bezogen. Dieser kann am Ende oder am Anfang einer Investition stehen und entscheidet damit welche Verzinsungsvariante Anwendung findet. Durch die sogenannte Aufzinsung (Askontierung) wird zum gegenwärtigen Zeitpunkt jener Wert ermittelt, den eine Zahlung am Ende einer Nutzungsdauer aufweist. Bei der Abzinsung (Diskontierung) geschieht der umgekehrte Prozess, indem der gegenwärtige Wert (Barwert) einer in der Zukunft liegenden Zahlung bestimmt wird. (Röhrich 2007)

- Kapitalwertmethode

Schaumann und Schmitz (2010) beschreiben in folgendem Absatz die Kapitalwertmethode sehr passend.

„Die Kapitalwertmethode unterstellt eine Vorteilhaftigkeit, wenn die Summe der diskontierten Einnahmenüberschüsse aus den Perioden der Laufzeit des Investitionsprojektes mindestens den Anschaffungsausgaben entspricht. Ein möglicher Liquidationserlös wird in Form einer Einnahme in der letzten Periode dargestellt und somit ebenfalls berücksichtigt. Der Kapitalwert ist also ein Saldo der Barwerte aller Zahlungen aus dem Investitionsprojekt und gibt damit den Betrag wieder, der über die Amortisation, also die Rückgewinnung des eingesetzte Kapitals und dessen Verzinsung innerhalb der Projektdauer, hinausgeht."

Demnach kann jedes Investitionsprojekt mit einem positiven Kapitalwert als vorteilhaft bewertet werden, wobei das Projekt mit dem höheren Kapitalwert bei Vergleichen zu bevorzugen ist. Der Kapitalwert gibt die Höhe des Überschusses an. (Reschny s.a.) Desweiteren unterliegt die Kapitalwertmethode der Anlageprämisse, welche besagt, dass wiederum alle Rückflüsse zum Kalkulationszins angelegt werden. (Schaumann und Schmitz 2010)

Die nachstehende Abbildung zeigt die Formel zur Errechnung des Kapitalwertes (C_0).

$$C_0 = -A + \sum_{t=1}^{n} (e_t - a_t) * (1 + i)^{-t}$$

A	=	Anschaffungsausgabe (€)
t	=	Periode
n	=	Anzahl der Perioden (Jahre)
e	=	Einnahmen (€)
a	=	Ausgaben (€)
i	=	Zinsfaktor

Abbildung 17: Formel der Kapitalwertmethode. (Schaumann und Schmitz 2010)

- Interne Zinsfuß-Methode

Jener Zinssatz, bei dem der Kapitalwert durch diskontieren der Zahlungsperioden Null ist, wird als interner Zinsfuß bezeichnet und zeigt bei dieser Methode die Vorteilhaftigkeit einer Investition an. Da sie die tatsächliche Verzinsung des investierten Kapitals eruiert, ist die Interne Zinsfuß-Methode eine Ableitung der Kapitalwertmethode, wobei sich der interne Zinsfuß dadurch ergibt, dass man bei der Formel der Kapitalwertmethode den Kapitalwert C_0 gleich Null setzt und die Gleichung nach dem Zinsfaktor i auflöst. Das Investitionsprojekt ist positiv zu bewerten, wenn der interne Zinssatz r gleich oder größer dem erwarteten Zinssatz i ist. Die Erreichung eines exakten Ergebnisses ist in der Regel kaum möglich, weshalb gegebenenfalls mittels Iterationsmethode eine Näherungslösung gefunden werden muss. Mit Hilfe von Hilfszinssätzen lässt sich der interne Zinsfuß jedoch rechnerisch wie folgt bestimmen. (Schaumann und Schmitz 2010)

$$r = i_1 - C_{01} * \frac{i_2 - i_1}{C_{02} - C_{01}}$$

r	=	Interner Zinsfuß (%)
i	=	Hilfszinssatz 1 oder 2 (%)
C_0	=	Kapitalwert für i_1 oder i_2 (€)

Abbildung 18: Berechnung des internen Zinsfußes. (Schaumann und Schmitz 2010)

Kritisch betrachtet werden sollte die Tatsache, dass das wiedergewonnene Kapital zum internen Zinssatz refinanziert werden kann und nicht wie bei der Kapitalwertmethode zum Kalkulationszinssatz angelegt wird, da es zu Verfälschungen kommen kann, wenn der

Kalkulationszinssatz (= Marktzinssatz) für die Wiederanlage der Rückflüsse weit unter dem internen Zinsfuß liegt. (Reschny s.a.)

2.3. Biomethan als ökologischer Treibstoff

Um den Kreis hin zu dem Fallbeispiel eines Biomethan-Blockheizkraftwerks zu schließen, wird nun die Thematik des Naturbrennstoffes Biomethan behandelt. Überblicksmäßig werden die Grundlagen der Entstehung und Aufbereitung des Gases sowie dessen Umweltrelevanz erklärt. Abschließend wird auf die gesetzliche Situation, welche die Umsetzung eines solchen Projektes überhaupt erst ermöglicht, eingegangen.

2.3.1. Entstehung von Biogas

Bei der Biogasproduktion werden natürliche Kreisläufe der Natur genutzt, um einen energiereichen und umweltfreundlichen Brennstoff zu erhalten. Das Wachstum einer Pflanze wird durch die Zufuhr von Sonnenenergie und Nährstoffen aus dem Boden hervorgerufen. Nach dem Absterben oder der Ernte einer Pflanze wird diese mittels Mikroorganismen abgebaut und bildet die Grundlage für neues Leben. Grundsätzlich gibt es in der Natur zwei Arten von Abbauvorgängen, wobei zwischen dem aeroben und anaeroben Abbau unterschieden wird. Findet der Abbau des organischen Materials bei Vorhandensein von Luft (aerob) statt, wird von Kompostierung oder Rotte gesprochen. Als Fermentation wird wiederum jener Prozess bezeichnet, der sich beim Abbau organischen Materials unter Luftausschluss (anaerob) abspielt. Die dabei in der Biomasse enthaltene Energie wird durch diverse biologische Prozesse größtenteils in Biogas umgewandelt. In der Natur finden diese Vorgänge beispielsweise in Mooren, in Güllegruben oder auf dem Grund von Seen statt. Demnach kann zwischen den verschiedenen Vorkommen unterschiedenen werden, wobei man von Klärgas, Sumpfgas, Faulgas, Grubengas, Deponiegas oder dem für diese Arbeit relevanten Biogas, das aus der Biomasse nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) entsteht, spricht. Welche Einsatzstoffe für die energetische Verwertung in Biogasanlagen herangezogen werden können, veranschaulicht Tabelle 6. Je nach Zusammensetzung des Substrates ergibt sich die Qualität und Menge des Biogases. (ARGE Kompost und Biogas 2014a)

Tabelle 6: Mögliche Rohstoffe zur Biogaserzeugung. (ARGE Kompost & Biogas 2014A)

von Nutztieren: (Kühe, Schweine, Hühner etc.)	Gülle, Mist, Jauche, Futtermittelreste, etc.
vom Feld:	Mais, Sonnenblumen, Grünschnittroggen, Sudangras, Luzerne, etc.
von Wiese:	Gras, Rasenabfälle
von Industrie:	proteinreiche Abwässer (z.B: Brauerei, Molkerei, etc.) kohlenstoffreiche Abwässer (z.B: Zuckerindustrie, Schlempe, etc.) fett- u. proteinreiche Rückstände (z.B: Schlachtabfälle, Fettabscheiderückstände, etc.)
vom Mensch:	Fäkalien, Klärschlamm, Bioabfälle, Speisereste, Obst- und Gemüseabfälle, etc.

Diese Substratmischung wird anschließend in einem dunklen, sauerstofffreien und isolierten Gärbehälter, dem Fermenter eingebracht und durch verschiedene Bakteriengruppen in vier Phasen zum Biogas umgewandelt. Diese vier Phasen werden übersichtlich in Abbildung 19 dargestellt und bestehen aus der Verflüssigung, der Versäuerung, der Essigsäurebildung und der Methanbildung. Neben dem Biogas entsteht der an Nährstoffen reiche Fermentationsrückstand, welcher bestens als organischer Dünger geeignet ist. (ARGE Kompost und Biogas 2014a)

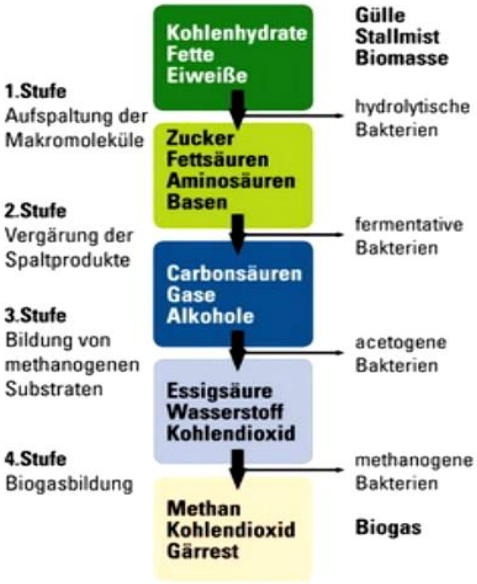


Abbildung 19: Biogasbildungsprozess. (ARGE Kompost & Biogas 2007)

Das Biogas, das aus dem Fermenter entnommen wird, enthält wie Erdgas als Hauptkomponente das energiereiche Methan. Demungeachtet ist der Anteil des Methans bei Biogas deutlich geringer als bei Erdgas und liegt je nach verwendetem Substrat zwischen 50 und 65 %. Den zweiten Hauptbestandteil bildet Kohlendioxid und macht etwa 35 bis 45 % aus. Weiters fallen in geringen Mengen noch Wasserdampf und Spurengase wie H_2S, NH_3 sowie organische Säuren an. (Görisch und Helm 2014)

Um unerwünschte Bestandteile des Biogases zu entfernen wird es mittels Reinigungsverfahren zu Biomethan aufbereitet.

2.3.2. Biogasaufbereitung zu Biomethan

Als nahezu klimaneutraler Brennstoff weist Biogas ein hohes Einsparpotential treibhauswirksamer Gase auf. Das durch die Verbrennung des Biogases entstandene Treibhausgas CO_2, wird bei dem Wachstum der jeweiligen Biomasse aus der Atmosphäre aufgenommen und in ihr gebunden, weshalb sich die Klimabilanz als neutral darstellt. (dena 2013) Bisher wurde das Biogas an jenen Orten mittels KWK verstromt, an denen auch die Biogasanlage stand, wodurch die Nutzung der anfallenden Wärme oft zur Herausforderung wurde. Zwar haben manche Biogasanlagenbetreiber kleinere Nahwärmenetze gebildet, um die Wärme sinnvoll abzuführen, doch ist dies in vielen Fällen nicht möglich, da sich Biogasanlagen meist in ländlichen Gebieten mit geringer Bevölkerungsdichte befinden und somit der Wärmebedarf begrenzt ist. Durch die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan und der anschließenden Einspeisung in die bereits bestehende Infrastruktur des Gasnetzes, kann das Gas hingegen zu jenen Verbrauchern transportiert werden, die ihre KWK-Anlage an den Wärmebedarf angepasst haben und den Strom als Ökostrom wiederum in das Netz einspeisen können. Biomethan ist demnach ortsunabhängig von der Biogasanlage beziehbar, wobei ein weiterer Vorteil in der effizienten Speicherfähigkeit des erneuerbaren Energieträgers liegt. Dadurch kann eine zeitunabhängige Nutzung erzielt werden, womit Erzeugungslücken anderer erneuerbarer Energien wie Photovoltaik oder Windkraft geschlossen werden und wertvoller Spitzenstrom oder Ausgleichsenergie erzeugt werden kann. (ARGE Kompost und Biogas 2014b)

Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan erfolgt in mehreren Schritten, wobei es eine Vielzahl von möglichen Verfahren gibt. Im Folgenden soll lediglich ein Überblick der erforderlichen Reinigungsmaßnahmen dargestellt werden.

Bei der direkten Nutzung von Biogas durch BHKW ist im Grunde keine vollständige Aufbereitung notwendig, sondern nur eine Entschwefelung und Trocknung durchzuführen. Der Methangehalt im Biogas muss jedenfalls den Anlagenanforderungen der Hersteller entsprechen, wobei Biogas durch den CO_2-Anteil ohnehin einen geringeren Brennwert als Biomethan oder Erdgas besitzt. Um den Energiegehalt des Biogases an jenen des Erdgases anzugleichen, werden weitere Reinigungsschritte angewandt. Die bereits erwähnte Entschwefelung ist notwendig. Neben der Beeinträchtigung des nachgereihten CO_2-Abscheideverfaherns wirkt H_2S korrosiv und bildet bei Verbrennung SO_2, welches in Verbindung mit Sauerstoff zu Schwefelsäure reagiert. Das Biogas im Fermenter verfügt über eine relative Feuchte von 100 % und ist somit wasserdampfgesättigt. Deshalb gilt es den

Wasserdampf mittels Trocknung zu entfernen, da dieser einen hohen Verschleiß und mögliche Motorschäden verursachen kann. Die Kohlendioxidabscheidung ist erforderlich, um die Brennstoffeigenschaften des Biogases an jene des Erdgases anzupassen. Dabei wird das Kohlendioxid derart reduziert, das je nach Abscheidungsverfahren Methangehalte von bis zu 99 % möglich sind. (FNR 2013)

Mittlerweile konnten spezielle Verfahren entwickelt werden, welche die gleichzeitige Abscheidung mehrerer Bestandteile erlauben und somit Reinigungsschritte ersparen. So ist Österreich beispielsweise im Bereich der Membrantrennverfahren führend, wobei sich dieses Verfahren dadurch auszeichnet, dass es die unterschiedlichen Permeabilitäten (Durchlässigkeiten bei Membranen) von Gasen ausnutzt, um die gleichzeitige Abscheidung von CO_2, H_2O, H_2S und NH_3 zu ermöglichen. (ARGE Kompost und Biogas 2014c)

Um die Umwandlung von der Biomasse bis zum aufbereiteten Biomethan darzustellen, veranschaulicht Abbildung 20 die einzelnen Stufen der Produktion und stellt somit einen schematischen Überblick der bereits erwähnten Erzeugungsschritte dar.

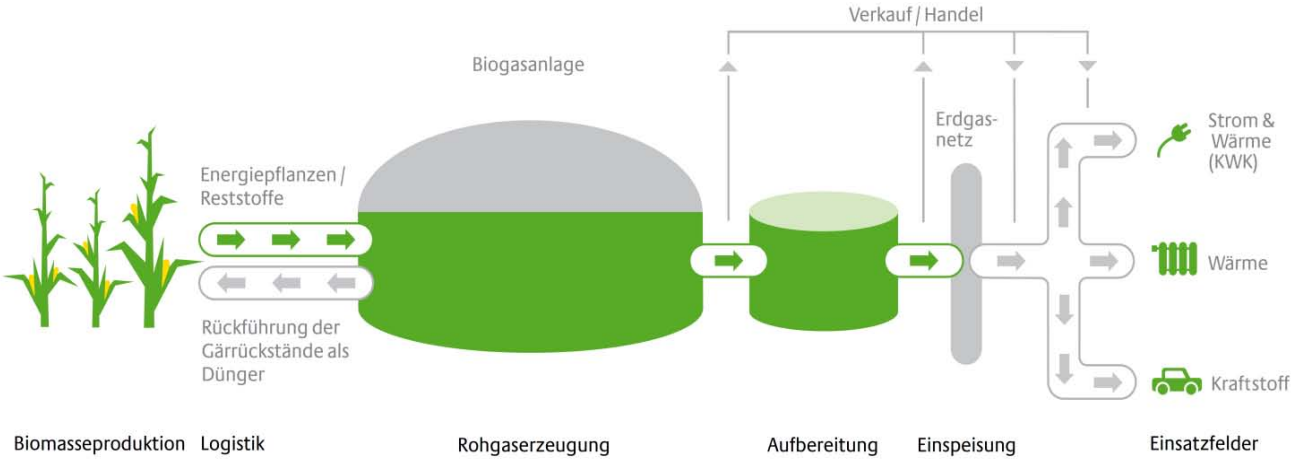


Abbildung 20: Biomethan-Kreislauf. (ARGE Kompost & Biogas 2014B)

2.3.3. Gesetzliche Rahmenbedingungen für die Biogas-Netzeinspeisung

Wie bereits bei Kapitel 2.3.2 thematisiert wurde, sind einige technische Anforderungen für die Biomethaneinspeisung von Nöten, welche in den folgenden Gesetzmäßigkeiten und Richtlinien gründen.

Das Gaswirtschaftsgesetz ermöglicht den Produzenten von Biogas, die Einspeisung in das öffentliche Gasnetz, da die Verteilnetzbetreiber gesetzlich verpflichtet sind, diese Biogaserzeuger an ihr Netz anzuschließen. Dennoch muss das Gas den Qualitätsanforderungen der Richtlinien ÖVGW G31 und G33 entsprechen, um tatsächlich

über das Erdgasnetz transportiert werden zu dürfen. Die ÖVGW Richtlinie G31 (Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach) gibt die zu erreichenden brennwerttechnischen Parameter des Gases an, wobei sich die Qualitätskriterien an den Eigenschaften des importierten Gases, welches im Falle Österreichs aus Russland kommt, orientieren. Da das Erdgas aus Russland sehr hochwertig ist, bedeutet dies auch einen sehr hohen Wobbe-Index (Kennwert für die Austauschbarkeit von Gasen) für das einzuspeisende Gas, was sich wiederum in einer erforderlichen Methankonzentration von etwa 96 % und einem Brennwert von 10,7 kWh/m^3 äußert. Die genannten Qualitätsanforderungen werden stets am Einspeisepunkt auf Korrektheit überprüft. Die ÖVGW Richtlinie G33 wurde ergänzend zur G31 eingeführt, um zusätzliche Qualitätsanforderungen, wie beispielsweise die Messhäufigkeit zur Kontrolle der Einspeisemenge und des Einspeisedrucks für Gas aus regenerativen Prozessen, zu regeln. (Biogas Netzeinspeisung 2014a; Biogas Netzeinspeisung 2014b)

2.3.4. Gesetzliche Rahmenbedingungen für Ökostromanlagen

Zur Steigerung der Ökostromproduktion und damit einhergehend zur Erreichung von Klima- und Umweltschutzzielen, wurde das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) ins Leben gerufen. Das ÖSG 2012 regelt die Förderung von ökostromproduzierenden Anlagen in Österreich und folgt somit den Grundsätzen des europäischen Unionsrechts. Durch die Förderung für Neuerrichtungen und Erweiterungen von Anlagen soll bis 2015 ein Gesamtstromanteil von 15 % erreicht werden. Außerdem wurden weitere Klimaziele bis 2020 definiert. Im Jahr 2006 wurde die Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) eingerichtet, welche verpflichtet ist, den erzeugten Strom aus Ökostromanlagen über einen definierten Zeitraum und zu einem festgelegten Tarifpreis, abzunehmen. (OeMAG s.a.)
Der Betrieb von Ökostrom-KWK-Anlagen zur Verstromung von Biomethan wird erst durch das Ökostromgesetz 2012 ermöglicht. Im Folgenden wird mehrfach auf das ÖSG 2012 verwiesen, um diverse Begriffsdefinitionen darzulegen. Damit soll eine Unterscheidung synonym verwendeter Begriffe, sowie eine Erklärung relevanter Begriffe und Paragraphen erreicht werden. In § 5 Abs 1 werden diverse Begriffsbestimmungen angegeben, wobei nachfolgend die wichtigsten genannt werden.
§ 5 Abs 1 Z 5: „‘Anlage‘ eine Stromerzeugungsanlage, die zumindest teilweise aus erneuerbaren Energieträgern Ökostrom erzeugt und als Ökostromanlage, Mischfeuerungsanlage oder Hybridanlage anerkannt ist; Einrichtungen, die dem Zweck der Ökostromerzeugung dienen und in einem technisch-funktionalen Zusammenhang stehen, sind auch dann als einheitliche Anlage zu behandeln, wenn sie von verschiedenen Personen betrieben werden;“

§ 5 Abs 1 Z 15: „‘Herkunftsnachweis‘ jene Bescheinigung, die belegt, aus welcher Energiequelle die in das öffentliche Netz eingespeiste bzw. an Dritte gelieferte Energie erzeugt wurde;“

§ 5 Abs 1 Z 21: „‘öffentliches Netz‘ ein konzessioniertes Verteilernetz oder ein Übertragungsnetz, das der Versorgung Dritter dient und zu dem Anspruch auf Netzzugang besteht;“

§ 5 Abs 1 Z 23: „‘Ökostromanlage‘ eine Anlage, die ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern Ökostrom erzeugt und als solche anerkannt ist;“

Weiters wird in Bezug auf die Erzeugung von Ökostrom aus Biogas eine zusätzliche Definition im ÖSG 2012 nachgeliefert (§ 7 Anerkennung von Anlagen).

§ 7 Abs 1: „Bei Anlagen gemäß § 8 Abs. 3 bedarf sowohl die Biogasverstromungsanlage als auch die Biogaserzeugungsanlage einer Anerkennung.“

§ 8 Abs 3 besagt wiederum: „Betreiber von Anlagen, die zur Erzeugung von Ökostrom Gas aus dem Gasnetz beziehen, welches an anderer Stelle in das Gasnetz als Gas aus Biomasse eingespeist wurde, haben dies laufend zu dokumentieren. Ebenso haben Betreiber von Biogasanlagen, die Biogas in das Erdgasnetz einspeisen, die Einspeisung laufend zu dokumentieren. Die dem Nachweis zugrunde liegende Aufstellung der zum Einsatz gelangten Brennstoffe ist von einem Wirtschaftsprüfer, einem Ziviltechniker oder einem gerichtlich beeideten Sachverständigen oder einem technischen Büro aus den Fachgebieten Elektrotechnik, Maschinenbau, Feuerungstechnik oder Chemie zu prüfen. ... “

Für den Betrieb einer Ökostromanlage mit Biomethanbezug aus dem Netz werden zum eigentlichen Einspeisetarif nur dann weitere Tarifzuschläge gewährt, wenn gemäß § 21 Abs 1und 2 „eine eindeutige Identifizierungskennung für das eingesetzte Biogas erbracht wird“, die in weiterer Folge durch ein Gutachten nachzuweisen ist. (BGBl. I 2011/75)

Seit August 2012 hat die Gas Clearing and Settlement AG (AGCS) das im ÖSG 2012 vorgeschriebene System zur Identifizierungskennung in Form des "Biomethan Register Austria" in Betrieb genommen. Damit ist ein Nachweissystem in Betrieb gegangen, welches sowohl dem Biogaserzeuger wie auch dem Ökostromerzeuger Betriebssicherheit gibt. (AGCS 2012)

2.3.5. Ökostromeinspeisetarife für Biomethan-Blockheizkraftwerke

Die geförderten Ökostromeinspeisetarife basieren auf der jeweiligen Ökostrom-Einspeisetarifverordnung (zB: ÖSET-VO 2012), welche üblicherweise die Tarife für ein Kalenderjahr vorschreibt, wobei die ÖSET-VO 2012 bereits ab ihrem Erscheinungsdatum, dem 18.12.2012 bis Ende des Jahres 2013 galt. Desweiteren konnte man bei raschem Vertragsabschluss bis Ende 2012 einen geringfügig höheren Tarif im Vergleich zu dem

Folgejahr bekommen. Diese Tarife werden, sobald ein Vertag zwischen dem Anlagenbetreiber und der Ökostromabwicklungsstelle abgeschlossen ist, für einen definierten Zeitraum fix zugesagt. In der ÖSET-VO 2012 konnten Ökostrom-Einspeisetarife für einen Zeitraum von 15 Jahren fixiert werden. (ÖSET-VO 2012)

In Bezug auf das nachfolgende Fallbeispiel eines Biomethan-Blockheizkraftwerks (Ökostromanlage) wird anschließend der für diese Anlage relevante Paragraph aus der ÖSET-VO 2012 zitiert.

„Einspeisetarife für Ökostrom aus Biogas

§ 10. (1) Als Tarife für die Abnahme elektrischer Energie aus Stromerzeugungsanlagen, die unter Verwendung des Energieträgers Biogas mit rein landwirtschaftlichen Substrat-Einsatzstoffen betrieben werden, werden folgende Beträge festgesetzt: (...)

(6) Abweichend von Abs. 1 und Abs. 2 werden für Anlagen gemäß § 7 Abs. 1 ÖSG 2012, für die in dem gemäß § 1 Abs. 2 Z 2 bestimmten Zeitraum ein Antrag gemäß § 15 ÖSG 2012 auf Abnahme von Ökostrom zu den durch diese Verordnung bestimmten Tarifen gestellt worden ist, als Tarife für jene Mengen an elektrischer Energie aus Gas gemäß § 8 Abs. 3 ÖSG 2012, welches in das Netz eingespeist und auf Erdgasqualität aufbereitet worden ist, folgende Beträge festgesetzt:

1. bei Antragstellung bis Ende 2012

a) bei einer Engpassleistung bis 500 kW .....17,02 Cent/kWh;

b) bei einer Engpassleistung von über 500 bis 750 kW .....13,41 Cent/kWh;

c) bei einer Engpassleistung über 750 kW .....13,00 Cent/kWh;

2. bei Antragstellung im Jahr 2013

a) bei einer Engpassleistung bis 500 kW .....16,93 Cent/kWh;

b) bei einer Engpassleistung von über 500 bis 750 kW .....13,34 Cent/kWh;

c) bei einer Engpassleistung über 750 kW .....12,93 Cent/kWh.

(7) Für elektrische Energie aus Anlagen gemäß Abs. 6 besteht ein Zuschlag von 2 Cent/kWh für jene Mengen an elektrischer Energie aus Gas gemäß § 21 Abs. 1 ÖSG 2012, wenn die in das Netz eingespeisten Gase auf Erdgasqualität aufbereitet worden sind (Technologiebonus).“ (ÖSET-VO 2012, 4f)

„(4) Für elektrische Energie, die in KWK-Anlagen erzeugt wird, die ausschließlich auf Basis von Biogas betrieben werden und für die in dem gemäß § 1 Abs. 2 Z 2 bestimmten Zeitraum ein Antrag gemäß § 15 ÖSG 2012 auf Abnahme von Ökostrom zu den durch diese Verordnung bestimmten Einspeisetarifen gestellt worden ist, besteht ein Zuschlag von 2 Cent/kWh, sofern diese Anlagen das Effizienzkriterium gemäß § 8 Abs. 2 KWK-Gesetz, BGBl. I Nr. 111/2008, erfüllen (KWK-Bonus).“ (ÖSET-VO 2012, 4)

Laut § 10 Abs 6 würde demnach ein 200kW_{el} Ökostrom-BHKW, das Biomethan aus dem öffentlichen Netz bezieht und einem Vertrag aus dem Jahr 2012 unterliegt einen Grundtarif

von 17,02 Cent/kWh bekommen. Werden die Anforderungen von Absatz 4 und 7 ebenfalls erfüllt, summiert sich der Einspeisetarif auf 21,02 Cent/kWh.

3. Ziel dieser Diplomarbeit

Ziel ist die Überprüfung folgender Forschungsfragen auf Basis der vorangegangenen Literatur. Um den Leser konkret zu dem Ziel dieses Fallbeispiels und damit dieser Arbeit hinzuführen, werden im Folgenden drei eingängige Forschungsfragen formuliert. Diese Forschungsfragen sollen im Zuge des Ergebnisteils behandelt und systematisch beantwortet werden. Anschließend soll im Kapitel „Diskussion“ die Überprüfung und Bewertung der beantworteten Fragen vorgenommen werden.

- **Wärmeeinbindung – Wie erfolgt die hydraulische Einbindung der vom BHKW abgeführten Wärme? Kann die Wärme sinnvoll genutzt werden?**

- **CO_2 Bilanz – Können nachteilige Umwelteinflüsse durch das Biomethan BHKW reduziert werden?**

- **Wirtschaftlichkeit – Ist der Einsatz eines Biomethan Blockheizkraftwerks bei einem gemüseproduzierenden Betrieb ökonomisch rentabel?**

4. Methodik der Datengewinnung

Eine qualitativ hochwertige Datengrundlage ist maßgeblich für korrekte Bewertungen und Berechnungen. Wie schon erwähnt, war es mir möglich sämtliche erforderliche Daten und Auskünfte von Mitarbeitern des Unternehmens „Tyrolux Energie & Recycling GmbH“, welches für die Projektumsetzung zuständig war, zu beziehen. Die Datenbasis vor Inbetriebnahme des Biomethan BHKWs bezieht sich auf die Jahre 2010 – 2012, wobei aus diesen drei Jahren ein durchschnittliches Referenzjahr gebildet wurde. Die Datenbasis nach Einbringung des Biomethan BHKWs bezieht sich auf den Mittelwert der Jahre 2013 und 2014. Diese Darstellungsmethode wurde gewählt, um einen möglichst repräsentativen Überblick zu erhalten. Weiters führte ich mit dem Geschäftsführer des Gemüsebetriebes, Christian Zeiler, ein mündliches Interview durch, um relevante Informationen über sein Unternehmen aus erster Hand zu erfahren. Außerdem führte ich ein informativesTelefongespräch mit DI Michael Sorger von der „Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft“, der mir bedeutende Auskünfte über den Strom- und Gasmarkt gab.

4.1. Datengrundlage technischer Abbildungen

Für die Darstellung des Energieflussdiagramms (Sankey-Diagramm) wurde mir von der Firma „Tyrolux Energie & Recycling GmbH“ das Programm „e!sankey“ zur Verfügung gestellt. Sonstige Abbildungen und Diagramme, welche eigens aus den vorhandenen Daten erstellt wurden, wurden mittels Microsoft Excel erzeugt. Lediglich das hydraulische Fließschema aus Abbildung 33 wurde von einem Angestellten der Firma Tyrolux erstellt und konnte leicht modifiziert übernommen werden.

4.2. Berechnung der emittierten Luftschadstoffe

Als Grundlage zur Berechnung der CO_2e – Emissionen wurde das Berechnungsinstrument des Umweltbundesamtes gewählt. Es wurden jedoch nur die erforderlichen Daten entnommen und in die eigenen Microsoft Excel Berechnungen eingefügt. Bei dem verwendeten Wert (0,252 kg/kWh) handelt es sich um den summierten Emissionsfaktor von CO_2 samt Äquivalenten (CO_{2e}). Summiert deswegen, weil nicht nur die direkten Emissionen, welche bei der thermischen Verwertung entstehen, berücksichtigt werden, sondern auch indirekte Emissionen, die durch vorgelagerte Prozesse des Erdgases anfallen. Demnach

teilen sich die Emissionen auf in 0,2 kg/kWh direkte Emissionen und 0,052 kg/kWh indirekte Emissionen, womit der Emissionsfaktor von 0,252 kg/kWh entsteht.

4.3. Instrumente der Investitionsrechnung

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit des Biomethan BHKWs werden die in der Praxis üblichen und im Kapitel 2.2.3. vorgestellten Investitionsberechnungsverfahren angewendet. Die Berechnungen wurden wiederum mit Microsoft Excel durchgeführt und mittels Abbildungen und Diagrammen graphisch dargestellt.

5. Fallbeispiel: Betrachtung eines Biomethan BHKWs bei dem niederösterreichischen Gemüseproduzenten Zeiler

Aufgrund meiner Tätigkeit bei dem Unternehmen „Tyrolux Energie & Recycling GmbH“ hatte ich die Möglichkeit ein Kundenprojekt für meine Diplomarbeit zu nutzen und zu analysieren. Die Heranziehung dieses Fallbeispiels und somit der Kern dieser Diplomarbeit basieren auf dem Entgegenkommen sämtlicher Beteiligten, die mir aufgrund der zur Verfügung gestellten Daten und Unterlagen und deren Unterstützung eine erfolgreiche Verfassung meiner Arbeit erst möglich machten. Besonders der innovative und nachhaltige Aspekt des betrachteten Projekts, hat mich veranlasst, jenes als Thema meiner Diplomarbeit zu wählen.

5.1. Unternehmensbeschreibung

Bei dem untersuchten Unternehmen handelt es sich um den Lebensmittelproduzenten Zeiler, der organisatorisch in zwei Teilbereiche, nämlich die Produktion und den Vertrieb gegliedert ist, wobei diese wiederum unter einer Holding zusammengeführt sind. Zwecks Vereinfachung werden in dieser Diplomarbeit die verschiedenen Gesellschaften als ein gemeinsamer Betrieb betrachtet.

Die Firma Zeiler verfügt über drei Produktionsstandorte, wobei sich einer in Ungarn, an der Grenze zu Österreich und zwei in Österreich befinden. Der Unternehmenssitz liegt in Münchendorf, südlich von Wien und stellt gleichzeitig den Anlagenstandort des Biomethan Blockheizkraftwerks dar. Der ursprünglich kleine Familienbetrieb hat sich durch die Spezialisierung auf die Tomatenzucht zu einem erfolgreichen und nachhaltig agierenden Großbetrieb gewandelt. Dies spiegelt sich in den renommierten Vertragspartner wie die REWE Group oder Tesco wieder. Die Zeiler Gemüseproduktion GmbH beschäftigt in Münchendorf je nach Jahreszeit bis zu 50 Mitarbeiter auf einer Produktionsglashausfläche von 63.000 m^2, sowie 2.400 m^2 Verarbeitungshallen und 160 m^2 Büroflächen. Aufgeteilt auf vier Sorten beträgt die jährliche Produktionsleistung über zwei Millionen Kilogramm Tomaten. Das Unternehmen Zeiler ist stets bemüht eine nachhaltige und innovative Tomatenproduktion zu gewährleisten, sofern dies wirtschaftlich vertretbar ist. Dies zeigt sich in der Verwendung neuester Gewächshaustechnik sowie hocheffizienter Heizungsanlagen. (Zeiler 2014)

- Gewächshaustechnik:

Die Produktion im Gewächshaus bietet viele Vorteile gegenüber konventioneller freier Landwirtschaft. Um diese Vorteile zu erkennen, ist es notwendig auch die Hintergründe der Gewächshausproduktion zu verstehen.

Von großer Bedeutung beim Gewächshausbau ist, dass ein Maximum an Licht in das Innere kommen kann. Je höher der Anteil des durch die Glasscheiben dringenden Lichtes ist, desto größer ist auch das Pflanzenwachstum und somit der Ertrag. Anders gesagt ergibt 1 % mehr Licht eine Ertragssteigerung von 1 %. Deshalb kommen im Glashausbetrieb Glasscheiben mit nur 4 mm Schichtdicke zum Einsatz, wodurch eine Wärmedämmung ausgeschlossen ist. Die optimalen Wachstumsbedingungen der Jungpflanzen liegen bei etwa 23°C am Tag, wobei sich die optimale Temperatur auf 20°C bei Tag reduziert, sobald die Pflanzen Früchte tragen. In der Nacht können die Temperaturen im Glashaus um bis zu 5°C abgesenkt werden.

Die Kultivierung der Pflanzen erfolgt auf Kulturrinnen, auf einer Höhe von etwa 1,5 m. Auf diesen Rinnen werden die Substrate (Kokosmatten) platziert, worauf wiederum die Pflanzen gesetzt und mit einer Nylonschnur befestigt werden. Sowohl beim Pflanzenschutz als auch bei der Blütenbestäubung wird auf nützliche Insekten wie z.B. Hummeln gesetzt. Biologischer Pflanzenschutz mit Nützlingen bedeutet meist eine Einsparung bzw. Vermeidung von chemischen Pflanzenschutzmitteln sowie eine Verminderung des Arbeitsaufwandes. Außerdem gibt es keine Einschränkung in der Nützlingsanwendung, denn alle Nützlingsarten können in Kombination miteinander eingesetzt werden. (Zeiler 2014)



Abbildung 21: Luftbildaufnahme des Zeiler Produktionsstandortes Münchendorf. (Zeiler 2014)

- Wassertechnik:

Nachdem eine Tomate zu 80 % aus Wasser besteht, ist dessen Reinheit von entsprechend großer Bedeutung. Das gesamte Regenwasser, das auf das Gewächshaus und die Betriebshalle fällt, wird in einem Becken gesammelt und zur Bewässerung der Tomaten verwendet. Dieses Wasser ist sogar reiner, als das lokale Brunnenwasser. Denn zusätzlich wird die gesamte Nutzwassermenge mittels UV-Reinigungsanlage gesäubert und zur Weiterverwendung in Silos zwischengespeichert. (Zeiler 2014)



Abbildung 22: Wasserwirtschaft. (eigene Darstellung)



Abbildung 23: Wassersilo zur Speicherung. (eigene Darstellung)

5.2. Ausgangssituation vor Inbetriebnahme des BHKWs

Das Biomethan-BHKW wurde im Frühjahr 2013 in Betrieb genommen. Um die Auswirkungen und Veränderungen durch das neu eingebrachte BHKW aufzuzeigen, wird die Situation vor Inbetriebnahme des Biomethan-BHKWs dargestellt. Hierfür werden die Mittelwerte aus den letzten drei vorangegangenen Betriebsjahren (2010, 2011, 2012) gebildet und als Datengrundlage für den Vergleich herangezogen.

5.2.1. Wärmeversorgung

Um die optimalen Wachstumsbedingungen für die Tomatenpflanzen zu schaffen, ist es bei den klimatischen Verhältnissen Österreichs notwendig, die Gewächshäuser durch zusätzliche Energiezufuhr in Form von Wärme zu beheizen. Zwar heizen die einfallenden Sonnenstrahlen die Gewächshäuser thermisch auf, doch ist deren Häufigkeit und Intensität nur in den Sommermonaten ausreichend gegeben. Dennoch kann es je nach Wetterlage auch in der Sommerzeit erforderlich sein, die Gewächshäuser zu beheizen. Dies geschieht

einerseits in kalten Tagen oder Nächten, an denen die Mindesttemperatur unterschritten wird oder andererseits zur Regelung der Luftfeuchtigkeit in den Gewächshäusern.
Zur Erreichung der erforderlichen Temperaturen, wird das Gewächshaus in Münchendorf mit folgenden drei Heizungsanlagen beheizt:

- Gaskessel: 9,6 MW, Erdgas (Abkürzung: Gaskessel)
- BHKW: 1,56 MWel, 1,73 MWth, Erdgas (Abkürzung: 1BHKW)
- BHKW: 0,1 MWel, 0,15 MWth, Erdgas (Abkürzung: 2BHKW)

Der größte Energieaufwand der Tomatenproduktion fällt bei der Beheizung der Glashäuser an. Der Heizwärmebedarf (HWB) des Tomatenproduzenten liegt bei ca. 17,5 GWh/a bzw. bei einem spezifischen HWB von ca. 278 kWh/m²a. Für die Produktion der Heizleistung werden jährlich etwa 2,8 Millionen m³ Erdgas in den Heizungsanlagen verbrannt. Die Wärmeverteilung erfolgt in der Form, dass der Heizungswasservorlauf aus den jeweiligen Heizungsanlagen zuerst in einen 700 m³ Warmwasserpufferspeicher geleitet wird und erst dann von dieser zentralen Sammelstelle aus auf das gesamte Glashaus sowie Bürogebäude und andere beheizte Aufenthaltsräume weiterverteilt wird. Wie in Kapitel 2 bereits beschrieben, können mittels eines Pufferspeichers Lastspitzen ausgeglichen sowie eine gleichmäßige und durchgehende Auslastung der Betriebsanlagen erreicht werden, wodurch wiederum der bestmögliche Wirkungsgrad erzielt wird. Die untertags erzeugte Wärme wird demnach gepuffert und in der Nacht, bei hohem Wärmebedarf, dem Gewächshaus zugeführt. Dadurch konnte die Anlagendimensionierung optimiert und auf das kleinstmögliche Maß reduziert werden. Die Spitzenlast des Wärmebedarfes, wird bei zu geringer Vorlauftemperatur des Wärmepufferspeichers von einem Gaskessel erzeugt, der neben dem 1BHKW die meiste Wärmeengerie liefert. Dieser Gaskessel wird auch als Ausfallssicherung für die Wärmeerzeugung aus dem 1,73 MWth BHKW eingesetzt.
Abbildung 25 stellt graphisch dar, wie hoch die erzeugten Wärmemengen im Jahresverlauf pro Anlage waren. Der Bedarfsunterschied zwischen Winter- und Sommermonaten wird besonders anhand der roten Linie deutlich abgebildet. Außerdem ist ersichtlich, dass das 1BHKW mehr Wärme aufbringt als der mit einer Leistung von 9,6 MW ausgelegte Gaskessel. Dies gründet darin, dass das BHKW in der Betriebsführung bevorzugt vor den Gaskessel geschaltet wird, da neben der Wärmeenergie auch noch wertvoller Strom produziert wird. Die proportional geringe Wärmemenge des 2BHKWs kann das ganze Jahr über an den Pufferspeicher abgegeben werden, wodurch ein beinahe durchgängiger Betrieb ermöglicht wird.

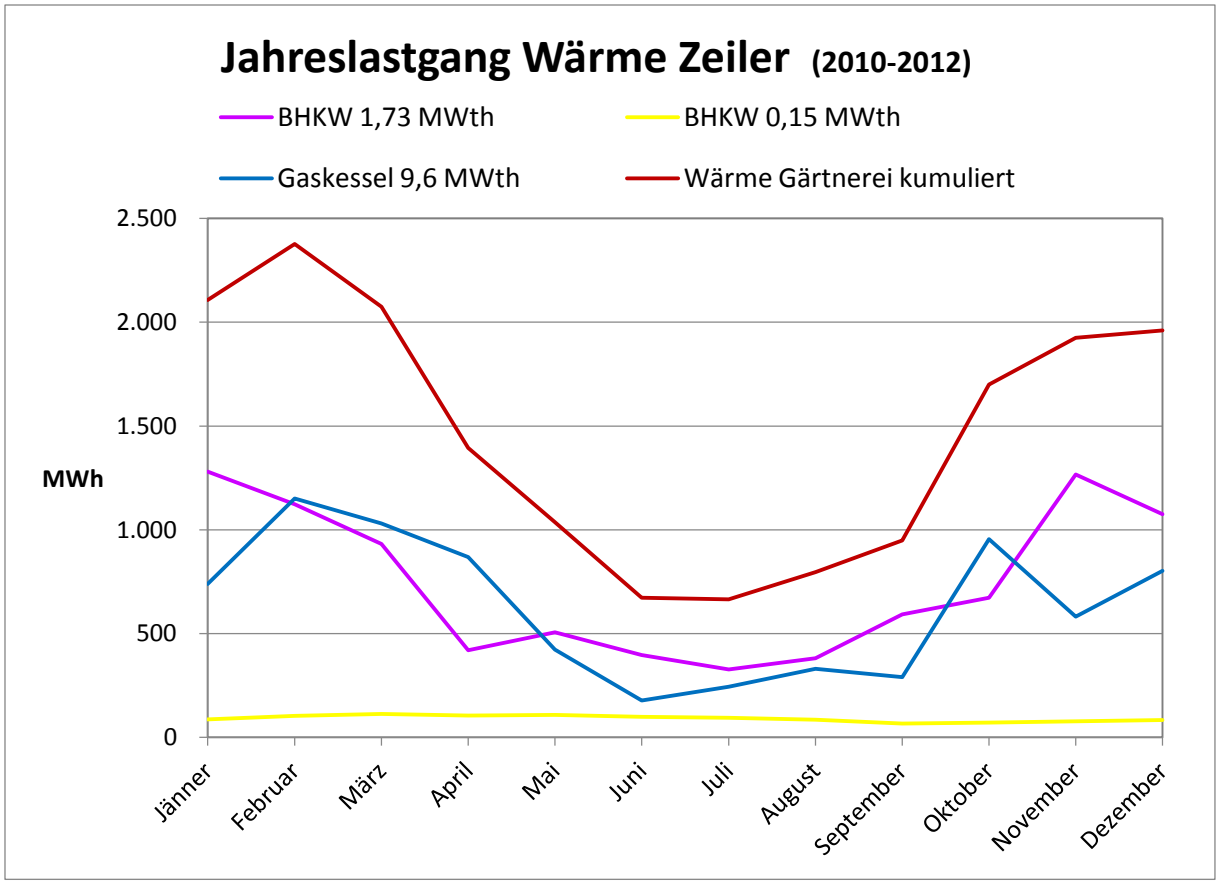


Abbildung 24: Lastprofilverlauf der pro Anlage produzierten Wärmemengen auf ein Durchschnittsjahr bezogen. (eigene Darstellung)

Das folgende Kreissegmentdiagramm bildet die prozentuelle Aufteilung der Wärmeenergie auf die drei Anlagen ab. Dabei bestätigt sich die Aussage, dass das 1BHKW mengenmäßig mehr Wärme liefert, als der mit der 5,5 fachen Leistung ausgestattete Gaskessel. Die absoluten Zahlen zeigen, welch große Wärmemengen zum Einsatz kommen, um den Pufferspeicher schlussendlich mit der summierten Energiemenge von rund 17.700 MWh pro Jahr zu versorgen.

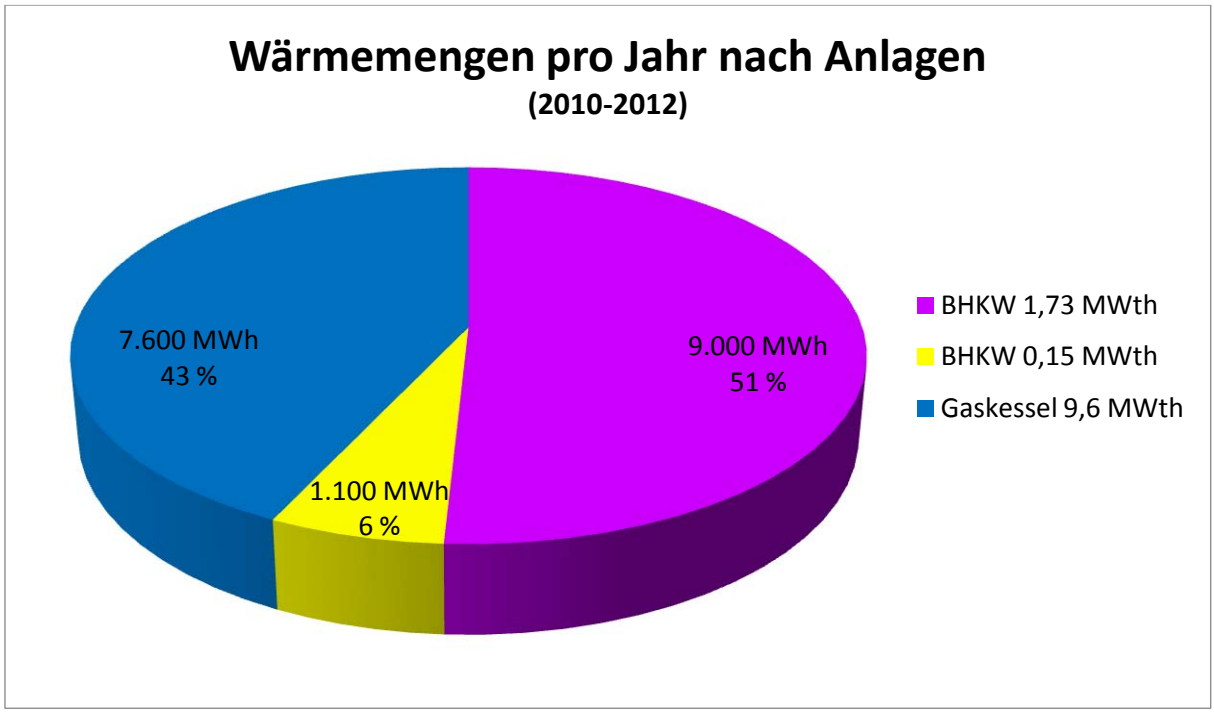


Abbildung 25: Aufteilung der relativ und absolut produzierten Wärmemengen nach Heizungsanlagen. (eigene Darstellung)

5.2.2. Stromversorgung

Um in den Wintermonaten erfolgreich Tomaten produzieren zu können, benötigt man eine sogenannte Assimilationsbelichtung. Das Lichtspektrum dieser Gasentladungslampen, welche ein leicht oranges bis weißes Licht abgeben, ist auf den Bedarf der Tomatenpflanzen abgestimmt und bietet so eine ideale Ergänzung zum Sonnenlicht. Die Belichtungszeit pro Jahr beträgt ungefähr 2.500 Stunden, wobei die Lampen in den Wintermonaten November bis März täglich 18 Stunden in Betrieb sind. Aufgrund des hohen Energiebedarfs solch einer Lampe (> 600 W/Lampe) und der weitreichenden Fläche werden mehrere Tausend Gasentladungslampen eingesetzt, was zu einem Spitzenstrombedarf von bis zu 2,8 MW führt. Dieser Strombedarf wird teilweise mittels des 2006 installierten Erdgas-Blockheizkraftwerkes mit einer elektrischen Leistung von 1,6 MW (1BHKW) abgedeckt. Wird im Sommer aufgrund der kürzeren Belichtungszeit weniger Strom benötigt, dient dieses BHKW zur Einspeisung des Stroms ins öffentliche Netz. Der erzielbare Ertrag wird an der Strombörse EEX aufgrund des Stundenkontrakts oder Peakloads abgegolten.

Zusätzlich zur Belichtung wird produktionsbedingt auch elektrische Energie für den Antrieb der Pumpen, Lüftung, Bewässerung, Verpackungsmaschinen, etc., benötigt.

Um den Betrieb netzunabhängig und autark mit elektrischer Energie zu versorgen, wurde deshalb im Jahr 2009 ein zusätzliches Gas-Blockheizkraftwerk mit einer Leistung von 100 kW installiert. Die Anlage verfügt über eine Leistungsregelung, womit sie sich nach dem

aktuellen im Betrieb benötigten Grundstrombedarf selbst reguliert. Weiters kann das BHKW im Bedarfsfall als Notstromaggregat fungieren, um die Netzersatzversorgung zu gewährleisten. Bedarfsspitzen und Zeiten in denen das leistungsstärkere BHKW aufgrund eines zu geringen Wärmebedarfs still steht, werden mit Bezugsstrom vom öffentlichen Netz ausgeglichen.

Die Stromversorgung des Tomatenproduzenten wird in Abbildung 27 veranschaulicht, indem sie die Mengenanteile den jeweiligen Bezugsorten zuordnet. Der größte Stromanteil wird an der Börse verkauft. Diese Menge kann je nach aktuellem Preisniveau variieren. Die Belichtung wird primär ebenfalls vom 1BHKW abgedeckt, wobei der notwendige Restbedarf an Strom vom öffentlichen Netz bezogen wird. Wie schon erwähnt, übernimmt das 2BHKW die Eigenstromversorgung der Büro- und Lager- bzw. Verarbeitungsgebäude.

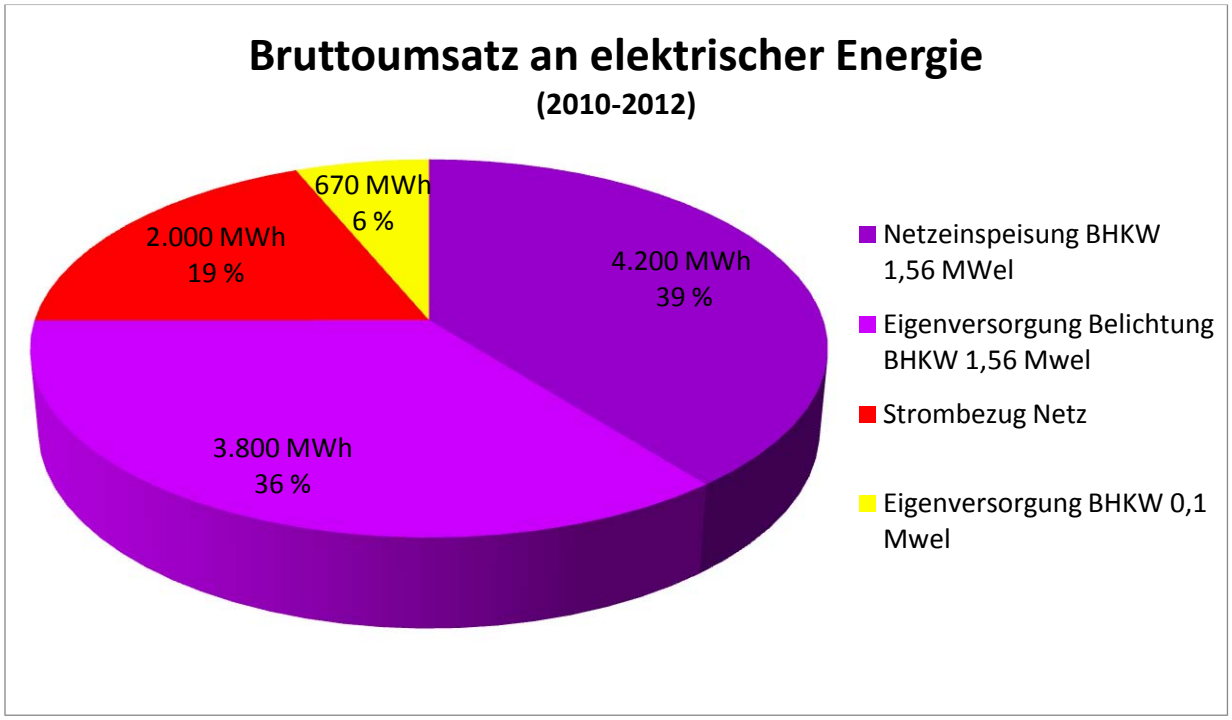


Abbildung 26: Aufteilung der Stromversorgung des Betriebes auf die jeweiligen Bezugsorte. (eigene Darstellung)

5.2.3. Emissionsverhalten

In dieser Diplomarbeit werden ausschließlich jene Emissionen betrachtet, die von den Heizungsanlagen emittiert werden. Die Systemgrenze ist demnach beim Heizungsgebäude zu ziehen. Die bestehenden Heizungsanlagen werden mit Erdgas betrieben, das vom öffentlichen Gasversorgungsnetz bezogen wird. Der Energieträger Erdgas weist gegenüber anderen fossilen Brennstoffen den niedrigsten CO_{2e} - Emissionsfaktor (0,252 kg/kWh) auf und muss außerdem nicht aufwendig gelagert werden (Umweltbundesamt 2014). Das

Emissionsverhalten der drei Anlagen wird in folgendem Balkendiagramm dargestellt, wobei lediglich die durch die Wärmeproduktion anfallenden Emissionen abgebildet sind. Bei den Blockheizkraftwerken wird mithilfe der Wirkungsgrade eine Allokationsberechnung durchgeführt, womit dem produzierten Strom und der Wärme die anteilige CO_{2e}-Menge zugeordnet wird. Bei der Anrechnung der aus der Stromerzeugung freigesetzten Menge an CO_2 muss zwischen Eigengebrauch und Einspeisung des Stroms unterschieden werden. Bei der Einspeisung des Stroms, wird dieser als Produkt, welches mit CO_{2e} behaftet ist, verkauft. Die Treibhausgase werden quasi erst dann wirksam, wenn der Strom auch nachgefragt und genutzt wird, weshalb die Emissionen an den Konsumenten weitergegeben werden. Nachdem das Biomethan-BHKW, wie unter Kapitel 6 noch genauer beschrieben wird, ausschließlich Strom einspeist und dieser auch noch emissionsneutral ist, kann eine Vergleichbarkeit bezüglich der möglichen Emissionsverminderung nach Integration des Biomethan-BHKWs nur erreicht werden, wenn ausschließlich die Mengen an CO_{2e} betrachtet werden, die aufgrund die Wärmeproduktion anfallen. Emissionen, die durch die Erzeugung von Strom für den Eigengebrauch entstehen, werden hingegen durchaus dem Unternehmen zugeordnet, jedoch aus zuvor genanntem Grund nicht in Abbildung 28 dargestellt. Das 1BHKW emittiert bei der Eigenstromproduktion eine jährliche Schadstoffmenge von rund 1.100 t CO_{2e}, wohingegen das kleinere 2BHKW eine Menge von knapp 215 t CO_{2e} zu verzeichnen hat. Wie in dem Diagramm deutlich zu sehen ist, verhalten sich die Emissionswerte beinahe proportional zu den erzeugten Energiemengen.

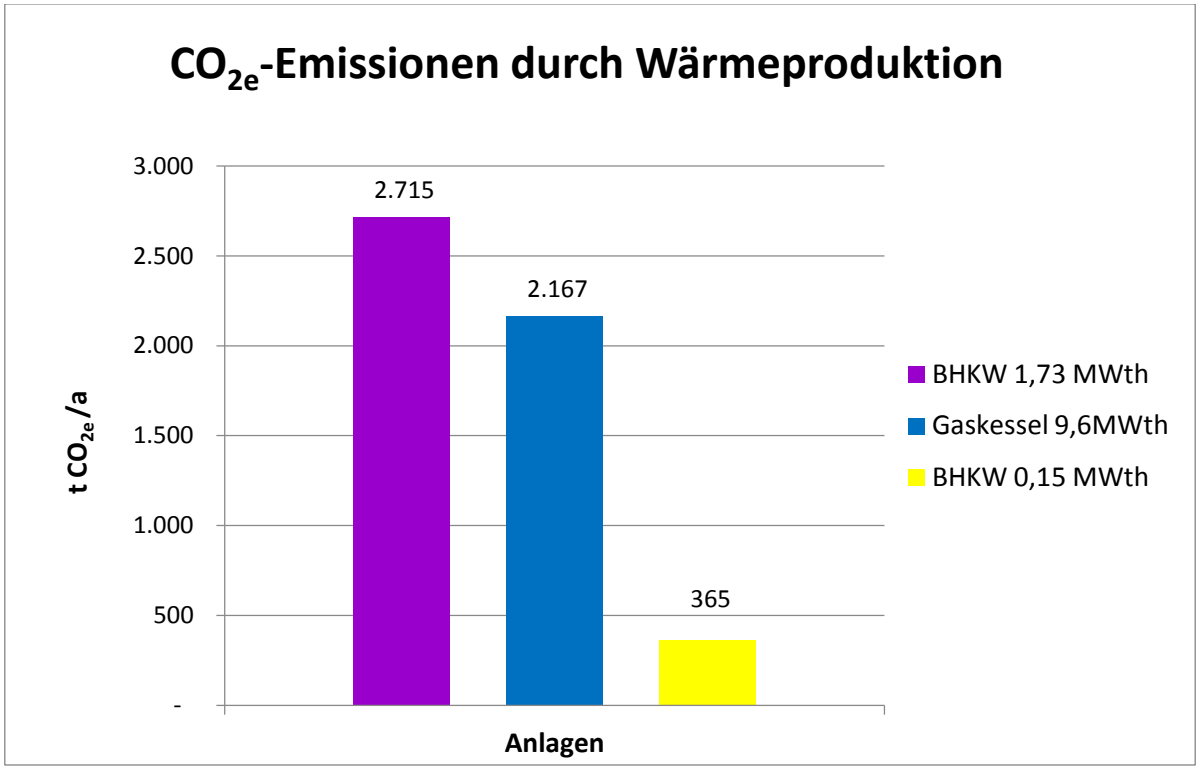


Abbildung 27: CO_{2e}-Emissionen, die bei der Wärmeerzeugung entstehen. (eigene Darstellung)

Als Berechnungsgrundlage für diese Werte wurde der, bereits oberhalb angegebene, Emissionsfaktor für Erdgas gewählt. Der zur Berechnung der emittierten Treibhausgase erforderliche Emissionsfaktor für Erdgas wird einem Berechnungstool des Umweltbundesamtes entnommen. Hintergründe zur Berechnung finden sich in Kapitel 4.2.

Der Primärenergieträger Erdgas wird aus einer weiteren essentiellen Notwendigkeit heraus eingesetzt, nämlich der CO_2-Düngung. Das bei der Verbrennung anfallende CO_2 wird in die Gewächshäuser eingebracht, um das Pflanzenwachstum zu fördern. Da die Pflanze nur CO_2 aufnimmt, wenn ihr Licht zur Verfügung steht, ist die CO_2 Aufnahme nur während des Tages möglich. Vor allem in den Sommermonaten, in denen ein kontinuierlicher Luftaustausch mit der Umgebung stattfindet, ist es unbedingt erforderlich die Pflanzen laufend mit dem für die Photosynthese erforderlichen Gas zu versorgen. Deswegen wird das Abgas der beiden leistungsstärksten Anlagen, wenn erforderlich über einen Abgasbypass im Kamin den Pflanzen zur Verfügung gestellt und nicht direkt an die Umwelt abgegeben. Das Abgas des 1BHKWs wird dafür in einer Reinigungsanlage mittels Harnstoff gereinigt, um es von unerwünschten Bestandteilen wie NO_x oder CO zu trennen. Nachdem es abgekühlt wurde, kann das CO_2 direkt von den Tomatenkulturen aufgenommen werden. Da der Gaskessel ein „Low NO_x“ – Brenner ist (< 30 NO_x), können seine sehr sauberen Abgase direkt für die Düngung eingesetzt werden.

6. Ergebnisse

Grundgedanke der Umsetzung dieses Öko-Projekts war der Wunsch des Unternehmens Zeiler nach einer nachhaltigen und umweltfreundlichen Energieerzeugung, welche einen Teil des Wärmebedarfs abdeckt und gleichzeitig durch die Ökostromeinspeisung wirtschaftliche Vorteile bringt. Gemeinsam mit dem Contractor „ÖKOZ Betriebs- und Beteiligungs GmbH“ und dem Generalunternehmer „Tyrolux Energie & Recycling GmbH“, welcher alle Leistungen betreffend dem BHKW übernahm, konnte ein innovatives und ökologisch wertvolles Projekt verwirklicht werden.

6.1. Anlagenbeschreibung des Blockheizkraftwerks

Das Biomethan Blockheizkraftwerk wurde im Frühjahr 2013 bei dem Tomatenproduzenten Zeiler in Münchendorf in Betrieb genommen. Produzent dieses BHKW-Moduls ist der Hersteller Tedom, wobei dieser den Gasmotor wiederum von der Firma Liebherr bezog. Technisch betrachtet wird das BHKW mit konventionellem Erdgas aus dem öffentlichen Netz betrieben. Gleichwohl ist es ein vollwertig anerkanntes Biomethan BHKW, da die entsprechend nachgefragte Menge an zertifiziertem Biomethan an anderer Stelle in das öffentliche Gasversorgungsnetz eingespeist wird.



Abbildung 28: Biomethan BHKW-Modul. (eigene Darstellung)

Die Anlage verfügt über eine Gesamtleistung von 472 kW, wovon 206 kW auf elektrische- und 266 kW auf thermische Leistung entfallen. Grundsätzlich würde das BHKW über eine thermsiche Leistung von 246 kW verfügen, doch durch einen zusätzlichen Abgaswärmetauscher konnte die Leistung um 20 kW gesteigert werden, was wiederum einen höheren Wärmewirkungsgrad bedeutet. Wichtig bei der Auswahl der Anlage war, dass sie im Vergleich zu anderen leistungsähnlichen BHKWs über einen verhältnismäßig hohen elektrischen Wirkungsgrad verfügt. Dies ist deswegen von besonderer Bedeutung, da ein staatlich subventionierter Einspeisetarif für Ökostromanlagen zugesprochen wurde, bei welchem der eingespeiste Strom zu einem hohen Preis vergütet wird.
Um einen Überblick der wichtigsten technischen Anlagendaten zu erhalten, dient Tabelle 7.

Tabelle 7: Anlagendaten des Biomethan Blockheizkraftwerks. (eigene Darstellung)

KWK Anlage Typ	Tedom Cento L200 SP
Brennstoff	Biomethan
Elektrische Nennleistung	206 kW
Max. Wärmeleistung	266 kW
Brennstoffverbrauch	517 kW
Elektrischer Wirkungsgrad	40%
Wärmewirkungsgrad	51%
Gesamtwirkungsgrad	91%
Inbetriebnahme	2013
Aufstellungsort	Münchendorf, NÖ
Anwendung	Tomatenproduzent

Der Gasmotor verfügt über sechs Zylinder, welche in Reihe angeordnet sind. Aufgrund seiner niedrigen Drehzahl von 1.500 U/min, kann eine lange Lebensdauer erreicht werden. Der Motor läuft nach dem Magerkonzept, das heißt mit einem erhöhten Luftanteil im Luft-Kraftstoff-Gemisch. Um die erforderliche Leistung des Motors zu erreichen, wird diesem eine Leistungssteigerung durch einen Abgasturbolader verabreicht. Als energieerzeugende Quelle wird ein Synchrongenerator mit einer Leistung von 252 kW und einem Wirkungsgrad von rund 96 % eingesetzt. Das Steuerungssystem erlaubt eine vollautomatische Betriebsweise des BHKWs sowie die Möglichkeit des Fernzugriffs durch die beauftragte Wartungsfima, um Betriebszustände zu überprüfen und eventuelle Störungen rasch zu erkennen.

- Dimensionierung der Anlage:

Die Anlagendimensionierung erfolgte aufgrund zweier ausschlaggebender Faktoren. Es gab die Vorgabe, ein BHKW zu wählen, dass in den vorhandenen Schallschutzcontainer integrierbar war. Dieser Schallschutzcontainer diente vormals dem Betrieb einer Biodiesel-

KWK Anlage, welcher aus wirtschaftlichen Gründen eingestellt werden musste. Da die Errichtung eines solchen Containers hohe finanzielle Aufwendungen mit sich bringt, bot sich dessen Nutzung an. Außerdem galt es, die Dimensionierung an den Wärmebedarf anzupassen. Durch die thermische Leistung von 266 kW kann sichergestellt werden, dass die Wärmemenge auch im Sommer vom Betrieb Zeiler abgenommen und die Anlage durchgängig betrieben werden kann, ohne eine Notkühlung integrieren zu müssen.

- Schallemissionen:

Wie schon erwähnt wurde das BHKW in einem Schallschutzcontainer untergebracht, welcher direkt neben dem Glashaus und dem Warmwasserspeicher steht. Das BHKW selber wird zusätzlich von einer eigenen Schallschutzhaube, wie sie auf Abbildung 29 zu sehen ist, umgeben. Diese „Doppelcontainer-Lösung“ ermöglicht sehr geringe Schallemissionen, welche unter dem vorherrschenden Grundgeräuschpegel liegen. Sämtliche Anlagenteile sind durch Kompensatoren schwingungsgedämpft installiert, um keinerlei Vibrationen weiterzugeben. Die Schwingungen des BHKWs werden mittels Schwingungsdämpfer am Modulrahmen aufgefangen. Die Belüftung des Containers erfolgt mithilfe von Schallkulissen, die, obwohl man hindurchsehen kann, den langwelligen Schall absorbieren. Weiters wurde ein zusätzlicher zweiter Abgasschalldämpfer montiert, um die Schallemissionen, welche über das Abgasführung entstehen, zu minimieren.

Abbildung 30 zeigt die Außenansicht des Schallschutzcontainers in dem sich das Biomethan BHKW befindet. Es ist in dem linken vorderen Teil des Containers integriert (siehe Foto). Dahinter befinden sich auf der rechten Seite der hohe Kamin und links daneben der 700 m^3 Warmwasserspeicher.



Abbildung 29: Außenansicht des Schallschutzcontainers. (eigene Darstellung)

- Schadstoffemissionen:

Davon abgesehen, dass durch den emissionsneutralen Brennstoff Biomethan eine umweltfreundliche Energieerzeugung gewählt wurde, müssen bestimmte gesetzlich vorgeschriebene Emissionsgrenzwerte eingehalten werden (siehe Kapitel 2.2.2.). Die von einem Sachverständigen der Bezirksverwaltungsbehörde vorgegebenen Grenzwerte, bezogen auf 5 Vol.-% O_2, sehen folgendermaßen aus: CO 650 mg/m^3, NO_x 400 mg/m^3, NMHC 150 mg/m^3, H_2S 5mg/m^3. Das BHKW wurde als Biogas-Blockheizkraftwerk anerkannt, weshalb es nach den Grenzwerten für den Brennstoff Biogas eingestuft wurde. Weiters folgte eine individuelle, standortspezifische Anpassung der Werte, um den Anforderungen der IG-L gerecht zu werden. Erreicht werden diese Werte durch den Einsatz eines Oxidationskatalysators, der dem Verbrennungsprozess nachgeschaltet ist.
Die detaillierte Emissionsberechnung erfolgt gesondert in Kapitel 6.8.

6.2. Darstellung der Betriebsweise

Das Biomethan Aggregat wird ausschließlich wärmegeführt betrieben. Es verfügt über keine Leistungsregulierung, so dass es immer 100 % seiner thermischen und mechanischen Leistung produziert. Da die Auslegung so erfolgte, dass die erzeugte Wärmemenge immer abgeführt werden kann, werden jährlich rund 8.000 Betriebsstunden erreicht. Sollte die Wärme aus einem unwahrscheinlichen Grund nicht abgenommen werden können, würde sich das BHKW automatisch abschalten, was ebenfalls die Einstellung der Stromproduktion bedeuten würde. Es ist keinerlei Notkühlung der Wärmekreise vorgesehen, was die wärmegeführte Betriebsweise und die ökologische Relevanz unterstreicht. Durch eine Notkühlung würde der Betrieb mit geringerer Wärmeleistung, also einem niedrigeren Wärmewirkungsgrad und damit reduzierter Effizienz laufen. Das BHKW wird lediglich zu Wartungszwecken abgeschaltet.

6.3. Abdeckung des Wärmebedarfs

Zu den bereits im Bestand befindlichen zwei Blockheizkraftwerken und dem Gaskessel kam 2013 noch das Biomethan BHKW hinzu, welches einen Teil des Wärmebedarfs abdeckt und somit den Gaskessel und das 1BHKW entlastet. Wie Abbildung 31 zeigt, können 12 % der gesamten Wärmebereitschaft des Unternehmens Zeiler durch das Biomethan BHKW abgedeckt werden. Die vom Biomethan BHKW erzeugte Wärmeenergie dient der teilweisen Substituierung jener Energiemenge, die vormals durch den Gaskessel bereitgestellt wurde. Aufgrund von nachteiligen Preisveränderungen des Strommarktes, musste jedoch die

Laufleistung des 1BHKWs in den Jahren 2013 und 2014 geringfügig reduziert werden, weshalb auch jene fehlende Wärmemenge des Erdgas BHKWs mit dem Biomethan BHKW abgedeckt wurde. Demnach ergibt sich eine neue Verteilung der produzierten Wärmemengen, wobei der Anteil des Gaskessels von 43 % auf 35 % sank und somit eine Wärmemenge von 1.480 MWh durch das Biomethan BHKW ersetzt werden konnte. Beim 1BHKW konnte eine Wärmemenge von 650 MWh substituiert werden, was zu einer Reduktion von 7 % führte. Das 2BHKW veränderte sich in seiner Wärmeerzeugung kaum, lediglich 50 MWh konnten durch das BHKW mehr produziert werden.

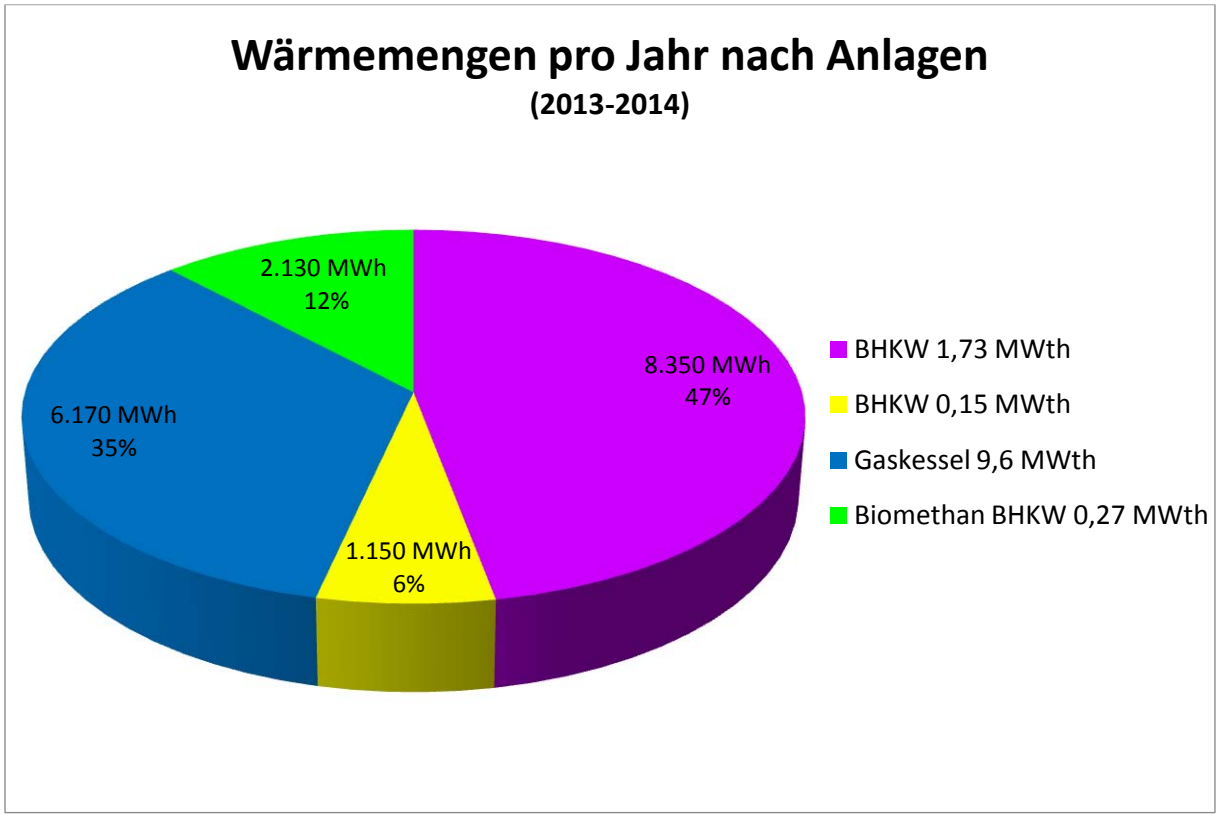


Abbildung 30: Aufteilung der relativ und absolut produzierten Wärmemengen nach Heizungsanlagen inklusive Biomethan BHKW. (eigene Darstellung)

Um einen Vergleich der Lastgangdaten vor Inbetriebnahme des Biomethan Blockheizkraftwerks zur aktuellen Situation ziehen zu können, wird im Folgenden der Jahreslastgang der Jahre 2013 – 2014 (Durchschnitt) dargestellt. Das Lastprofil des Biomethan BHKWs verläuft nahezu bandförmig, da das BHKW bis auf wenige Ausnahmen mit 100 % Leistung konstant betrieben wird. Die Betriebsdauer des Gaskessels konnte aufgrund des Biomethan BHKW gesenkt werden, weshalb der Kurvenverlauf deutlich niedriger ausfällt. Das 1BHKW leistete weiterhin in der kälteren und dunkleren Jahreszeit einen hohen Wärmeanteil, da zu dieser Zeit besonders viel Strom für die Belichtung und Wärme für die Beheizung benötigt wurde. In den Sommermonaten fiel die Wärmemenge

etwas ab, da die Marktpreise für den Stromverkauf teilweise unter ein rentables Niveau sanken, weshalb es wirtschaftlich sinnvoller war die Anlage in dieser Zeit nicht zu betreiben.

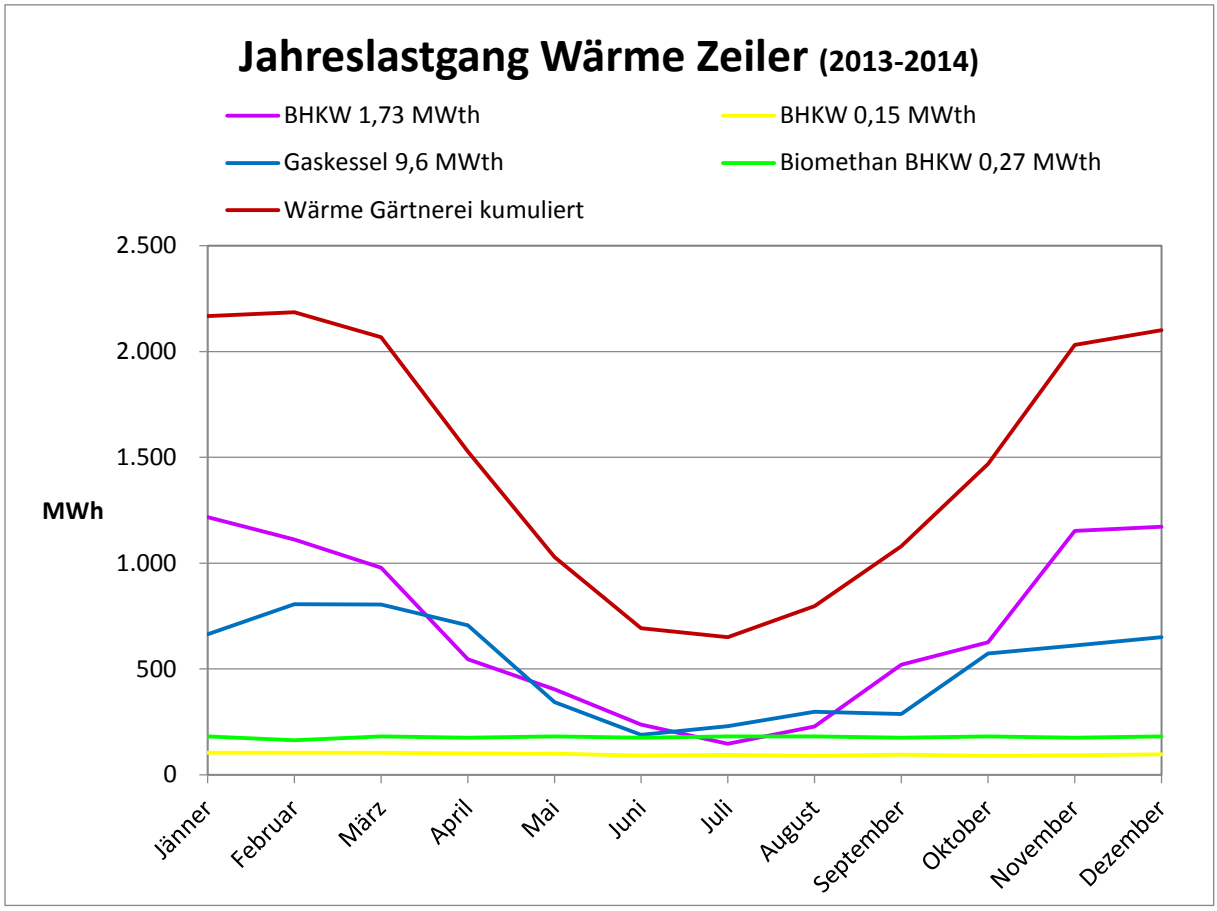


Abbildung 31: Lastprofilverlauf der pro Anlage produzierten Wärmemengen nach Inbetriebnahme des Biomethan BHKWs. (eigene Darstellung)

6.4. Hydraulische Kreisläufe und deren Einbindung

Die Anbindung des Biomethan BHKWs in das Wärmenetz des Betriebes erfolgt auf relativ unkomplizierte Weise. Der 90°C warme Vorlauf (VL) führt direkt in den nebenan platzierten 700 m^3 Warmwasserspeicher (Schichtladung), der ebenfalls von den anderen Heizungsanlagen mit Warmwasser versorgt wird. Von dieser zentralen Sammelstelle aus, wird die jeweils benötigte Wärmemenge an die Verbraucher verteilt. Innerhalb des BHKW-Containers laufen jedoch mehrere komplexere Abläufe ab. Diese können am besten mittels eines hydraulischen Schemas erklärt werden, wie es unter Abbildung 33 dargestellt wird. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen drei Heizkreisen: dem primären Heizkreis, dem sekundären Heizkreis und dem Gemischkühlkreis (oder Technologiekreis). Zur besseren Verständlichkeit werden die einzelnen Heizkreise anhand des hydraulischen Schemas

beschrieben. Zuvor wird noch auf grundlegende motortechnische Abläufe eingegangen. Auf der linken Seite des Schemas ist die Gasregelstrecke (gelb) abgebildet, die das Biomethan transportiert und gemeinsam mit der Ansaugluft das Gas-Luft-Gemisch (grün) bildet. Das Gemisch wird durch einen Turbolader verdichtet und anschließend in den zwei Gemischkühlern (GK) wieder abgekühlt und so dem Motor zugeführt. Das Abgas (grau) durchläuft zuerst den Oxidationskatalysator, indem es gereinigt wird, um danach in den internen Abgaswärmetauscher (AWT1) zu gelangen, der es auf eine Temperatur von etwa 120°C abkühlt. Darauffolgend durchströmt das Abgas einen zweiten, außerhalb des BHKWs liegenden Niedertemperatur-Abgaswärmetauscher (AWT2), der bereits den Brennwertnutzen aus dem Abgas ziehen kann und nochmals 20 kW Wärmeleistung erzeugt. Dieser AWT 2 wurde optional integriert, um die thermische Leistung zu erhöhen. Abschließend strömt das Abgas noch durch zwei Abgasschalldämpfer (ASD) und wird mit einer Temperatur von etwa 50°C in den Kamin geleitet.

Um nun zu den Heizkreisläufen zu gelangen, wird am oberen Ende des Schemas bei dem Rücklauf (RL) der Gärtnerei begonnen. Der RL ist mit 35°C sehr niedrig, weshalb eine ausreichende Kühlung für einen Gemischkühlkreis vorhanden ist und zusätzliche Wärmeenergie erzeugt werden kann. Dieser RL bezeichnet vereinfacht gesagt den Startpunkt des Sekundärkreises. Von dort aus passiert das Wasser den Wärmemengenzähler (WMZ) und gelangt in den Niedertemperatur-Plattenwärmetauscher (Übergangswärmetauscher Ü-WT_{NT}). Dieser gibt einen Teil seiner Wärme ab, womit nun der Gemischkühlkreis mit einer RL-Temperatur von 44°C gespeist wird. Dieser durchläuft nun den GK2 und fährt mit einer VL-Temperatur von 46°C wieder in den Ü-WT_{NT}. Nachdem dieser wieder einen Teil seiner Wärmeenergie abgegeben hat wird der RL des Sekundärkreises von 39°C über den AWT 2 auf 43°C erhöht. Von dort aus läuft er über ein Dreiwegeventil, wo die Temperatur über den VL auf kontinuierliche 70°C angehoben wird und über eine Förderpumpe hin zum internen Plattenwärmetauscher (Ü-WT_{HT}). Dieser Plattenwärmetauscher stellt die „Wärmeschnittstelle“ zwischen dem sekundären Kreis und dem internen primären Kreis, welcher sich innerhalb des BHKW-Moduls befindet, dar und trägt mit seiner Wärmeleistung von 229 kW zum Großteil der erzeugten Wärmeenergie bei. Von dort aus bezieht nun der primäre Kreis seinen 70°C warmen RL und transportiert das Kühlwasser über ein Dreiwegeventil und eine Förderpumpe hin zum GK1. Weiters durchfließt das Wasser die Motorkühlung, welche aus Kühlwasser und Ölkühlung besteht, um danach den AWT1 zu durchströmen und fließt als VL wiederum zurück in den Ü-WT_{HT}. Abschließend führt vom Ü-WT_{HT} der VL des sekundären Kreises mit einer konstanten Temperatur von 90°C in den Warmwasserspeicher des Gemüsebetriebes. Jeder Heizkreis ist von den anderen entkoppelt; es gelangt demnach kein Kühlwasser des sekundären Kreises in jenen des Gemisch- oder primären Kreises.

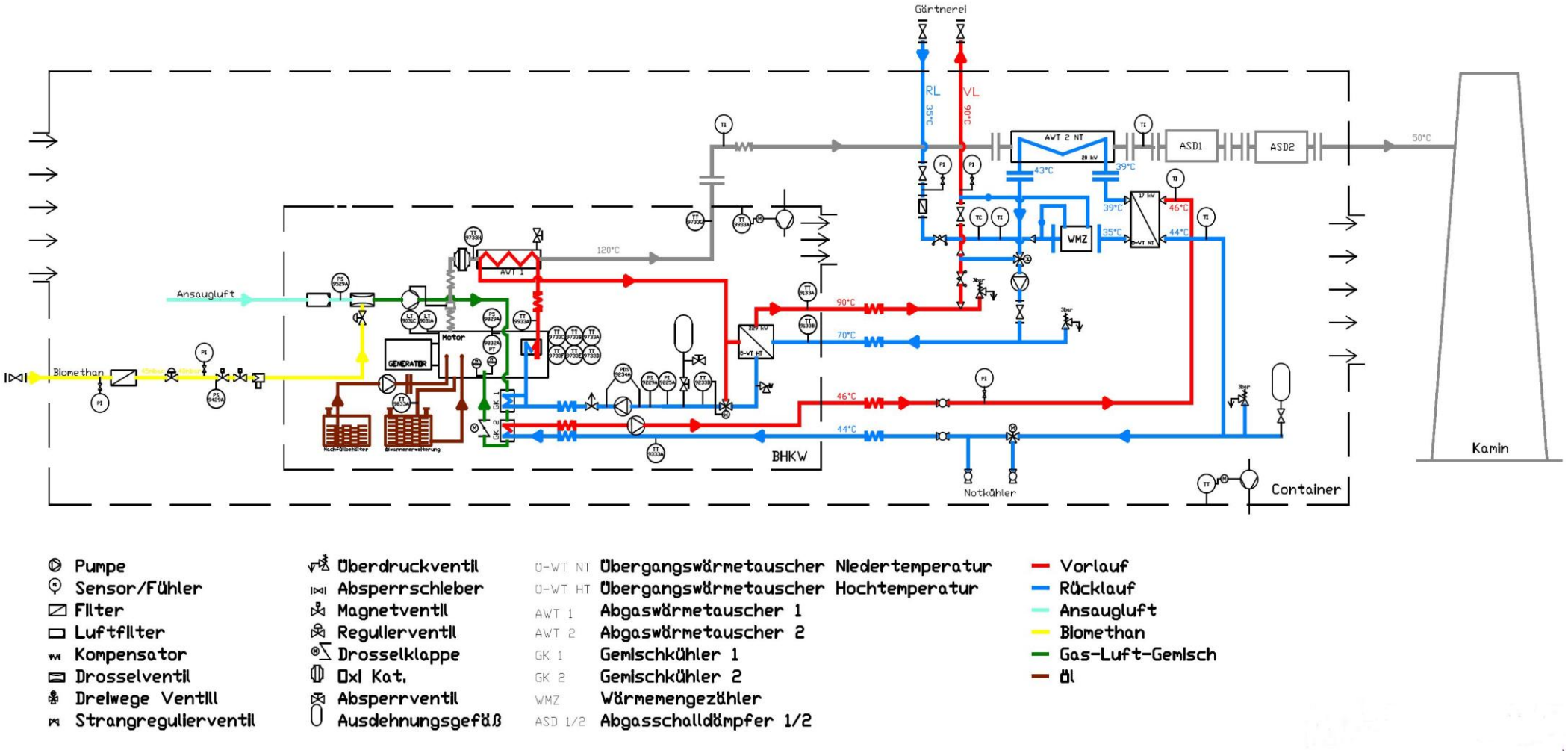


Abbildung 32: Hydraulisches Schema der Wärmekreisläufe. (Engelberth 2014, modifiziert nach Preissler 2015)

6.5. Verwendung des erzeugten Ökostroms

Das Biomethan BHKW produziert reinen Ökostrom, der in das öffentliche Stromversorgungsnetz eingespeist wird. Dieser umweltfreundliche Strom wird im Sinne des Ökostromgesetzes mit einem über dem Marktpreis liegenden Einspeisetarif gefördert. Nach Vertragsabschluss mit der Ökostromabwicklungsstelle ist diese verpflichtet den erzeugten Strom über einen festgelegten Zeitraum abzunehmen. Jener Vertrag des Biomethan BHKWs wurde noch vor Jahresende 2012 abgeschlossen und ergibt laut ÖSET-VO 2012 § 10 Abs. 6 einen Tarif von 17,02 Cent/kWh. Hinzu kommt der nach Abs. 7 zugesicherte Technologiebonus von 2 Cent/kWh, da das zur Verbrennung eingesetzte Biomethan auf Erdgasqualität aufbereitet wird. Weiters kann noch der nach Abs. 4 beschriebene KWK-Bonus in der Höhe von 2 Cent/kWh bezogen werden, weil das erforderliche Effizienzkriterium erfüllt ist und die Anlage ausschließlich mit Biogas (Biomethan) betrieben wird. Somit ergibt sich insgesamt ein Ökostromeinspeisetarif von 21,02 Cent/kWh. Die Vertragsdauer und damit die Gewährung der Einspeisevergütung zum Ökostromtarif wurde für einen Zeitraum von 15 Jahren festgelegt. Mit diesem Tarif kann die erzeugte Ökostrommenge von rund 1.650 MWh/a abgerechnet werden.

6.6. Energieflüsse innerhalb des Betriebes

Das Sankey-Diagramm der Abbildung 34 bildet die jeweiligen Energieflüsse der Heizungsanlagen schematisch ab. Zu den bestehenden Aggregaten ist das Biomethan BHKW, welches farblich in neon-grün gehalten wurde, hinzugekommen. Von der linken Seite des Diagramms werden die Energieträger Erdgas und Biomethan sowie Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen und eigens produzierter Strom eingespeist. Die mittig liegenden Rechtecke stellen die vier Anlagen dar. Auf der rechten Seite befinden sich die Endverbraucher, d.h. die Glashäuser sowie sonstige Hallen und Gebäude. Bevor die erzeugte Wärme zu den Endverbrauchern gelangt, wird sie noch in dem Warmwasserspeicher zwischengelagert und gepuffert. Durch die Aufstockung neuer Assimilationslampen hat sich in den letzten zwei Jahren der Bezugsstrom auf 3.980 MWh pro Jahr erhöht. Aufgrund der Wärmeproduktion wird eine Menge von bis zu 4.264 t CO_2/a in das Gewächshaus geleitet, wobei je nach Anforderung der Pflanzen der Abgasbypass geöffnet oder geschlossen werden kann. Bei vorliegendem Energieflussdiagramm wurden zwar jegliche Umwandlungs- und Speicherverluste berücksichtigt, aus Gründen der Übersichtlichkeit jedoch nicht eingezeichnet.

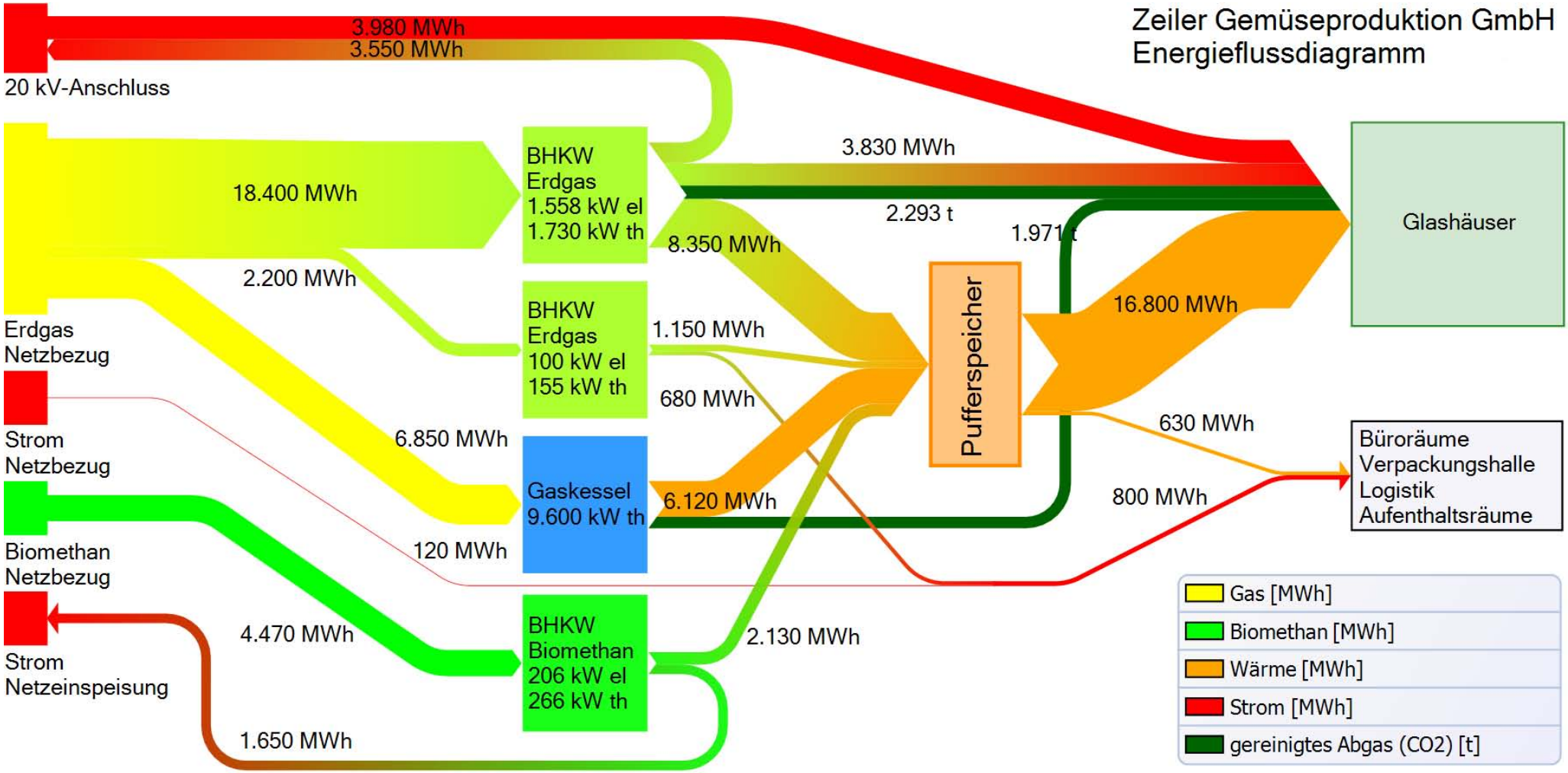


Abbildung 33: Energieflussdiagramm (Jahreswärmemengen) aller Heizungsanlagen samt Strom- und CO_2 Flüsse des Betriebes Zeiler. Energieflüsse an die Umgebung sind nicht dargestellt. (eigene Darstellung)

6.7. Wahl der Biomethanbezugsquelle

Neben der zur Anwendung kommenden Variante des Transportes des Biomethans über das öffentliche Erdgasnetz, gab es auch die Option der Speicherung und Überbringung des Gases mittels Transportcontainer. Hierbei wird das Biogas auf 200–300 bar in Hochdruckflaschen komprimiert, welche sich wiederum in einem Transportcontainer befinden. Mithilfe von LKWs werden diese Container über das Straßennetz transportiert. Letztendlich wurde diese Variante aus zwei Gründen nicht gewählt. Einerseits war die Wirtschaftlichkeit der Transportlogistik nicht gegeben, da die Kapazität der Tanks nur für wenige Tage ausgereicht hätte, was wiederrum eine sehr hohe Anzahl an LKW-Fahrten bedeutet hätte. Andererseits wollte man auch eine umweltfreundliche Transportlösung finden, welche durch die vermehrten LKW-Fahrten nicht gegeben gewesen wäre. Zudem wäre die Variante mit zahlreichen logistischen Aufwendungen verbunden gewesen.
Die Vorteile des Transportes über das Netz liegen auf der Hand, zumal diese Vorgehensweise bei Strom schon seit Jahren im Einsatz ist und gehörigen Anklang findet. Die wichtigsten Vorteile dieser Transportweise sind folgende. Sofern der Betreiber des BHKWs über einen Gasanschluss verfügt, kann der Standort an einem beliebigen Punkt innerhalb des Marktgebietes Ost in Österreich liegen, ohne, dass sich die Transportkosten ändern. Nachdem das Biogas für das öffentliche Gasnetz auf Erdgasqualität (Biomethan) aufbereitet werden muss, kann eine Biogasverstromungsanlage eingesetzt werden, die für die Erdgasqualität konzipiert ist. Dadurch werden Kosten bei der Anschaffung und dem Betrieb des Blockheizkraftwerks gespart. Das Erdgasnetz dient weiters als Puffer, sodass bei nicht gleichmäßiger Menge von Produktion und Verbrauch, trotzdem der beiderseitige Betrieb der Anlagen möglich ist. Zu guter Letzt verursacht diese Transportmöglichkeit weitaus geringere nachteilige Umweltauswirkungen als der Transport über das Straßennetz. Aus wirtschaftlicher Sicht seien jedoch die entstehenden Netzkosten des Biomethanbezugs erwähnt. Um einen Überblick der Transportlogistik zu bekommen, stellt Abbildung 35 eben diese vereinfacht dar.

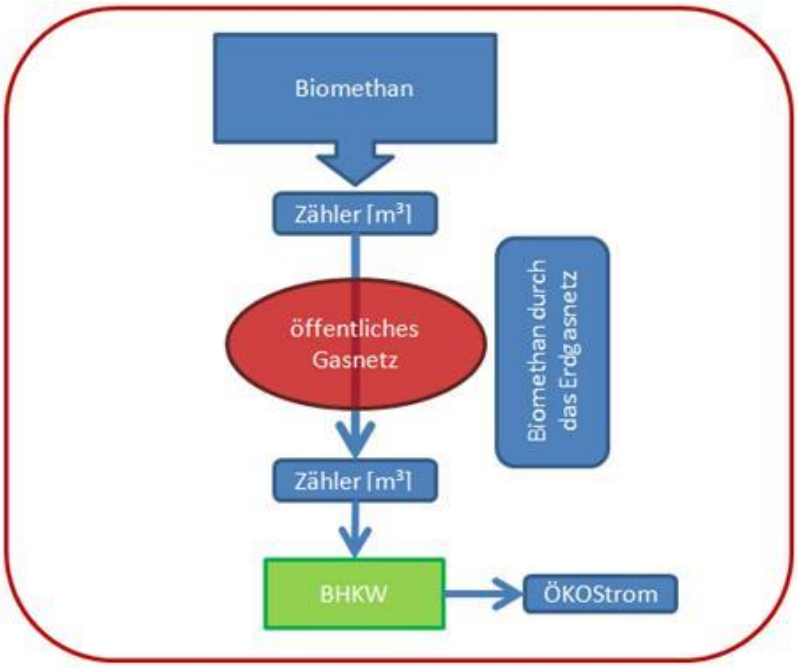


Abbildung 34: Übertragung des Biomethans über das öffentliche Gasnetz. (eigene Darstellung)

Da in Österreich die Methode der Nutzung des Erdgasnetzes für den Transport des Biomethans noch kaum publik ist, ist auch die Auswahl an Biogaslieferanten sehr begrenzt. Der Anbieter „Energie Versorgung Margarethen“ (EVM) ist momentan der einzige Biomethanlieferant in der Regelzone Ost, der privatwirtschaftlich organisiert ist und nicht im Einflussbereich eines alt eingesessenen Energieversorgers steht. Erst möglich wurde diese Kooperation durch die Anfang 2013 installierte Biogasreinigungsanlage, die das Biogas auf Biomethan aufbereitet und einzigartig in Österreich ist.

Diese Anlage arbeitet mit einem mehrstufigen Membrantrennverfahren und kann eine Reinheit des Biomethans von über 99 % erreichen. Derzeit werden etwa 800 m^3/h Rohbiogas gereinigt wovon rund 400 m^3/h Biomethan dem öffentlichen Erdgasnetz zugeführt werden. (Biomethanregister s.a.)



Abbildung 35: Energie Versorger Margarethen am Moss (EVM). (Biomethanregister 2015)

6.8. Emissionseinsparpotential durch das Biomethan BHKW

Durch den Einsatz des Biomethan Blockheizkraftwerks können, wie unter Kapitel 6.3 dargestellt, 12 % des gesamten Wärmebedarfs des Betriebes abgedeckt werden. Um diesen Anteil wird daher auch der Verbrauch von fossilem Erdgas reduziert, was zu realen Einsparungen der Luftschadstoffe führt und damit die Anforderungen des Unternehmens an ein nachhaltiges Wirtschaften erfüllt. Die erzeugte Wärmemenge des Biomethan BHKWs von 2.130 MWh wird anteilig vom Gaskessel beziehungsweise dem 1BHKW abgezogen. Somit produziert der Gaskessel in den Jahren 2013 und 2014 um durchschnittlich 1.480 MWh weniger Energie, welche von dem Biomethan BHKW abgedeckt wird. Multipliziert man diese 1.480 MWh mit dem spezifischen Emissionsfaktor des Gaskessel (0,2852 kg CO_2/kWh) ergibt sich eine CO_{2e}-Einsparung von rund 422 Tonnen. Führt man die gleiche Rechnung für das 1BHKW (spez. Emissionsfaktor = 0,3017 kg CO2/kWh) durch und substituiert die 650 MWh durch das Biomethan BHKW, ergibt sich eine CO_{2e} Reduktion von 196 Tonnen. Der Betrieb der Biomethan KWK erzielt somit eine Gesamteinsparung des Treibhausgases CO_{2e} von 618 Tonnen pro Jahr. Wie unter Abbildung 37 dargestellt, reduziert sich nun die gesamt emittierte Kohlendioxidmenge von 5.247 auf 4.629 Tonnen pro Jahr.

Legt man die Energie-Einsparung auf den durchschnittlichen Energieverbrauch von 3- und mehr Personen-Haushalte (100 m^2) um, wird durch das Biomethan BHKW jene Energiemenge reduziert, die 110 Haushalte (19.260 kWh/Haus) pro Jahr benötigen würden. Ebenso wird auch diese Menge an Emissionen eingespart. (E-Control 2004)

.

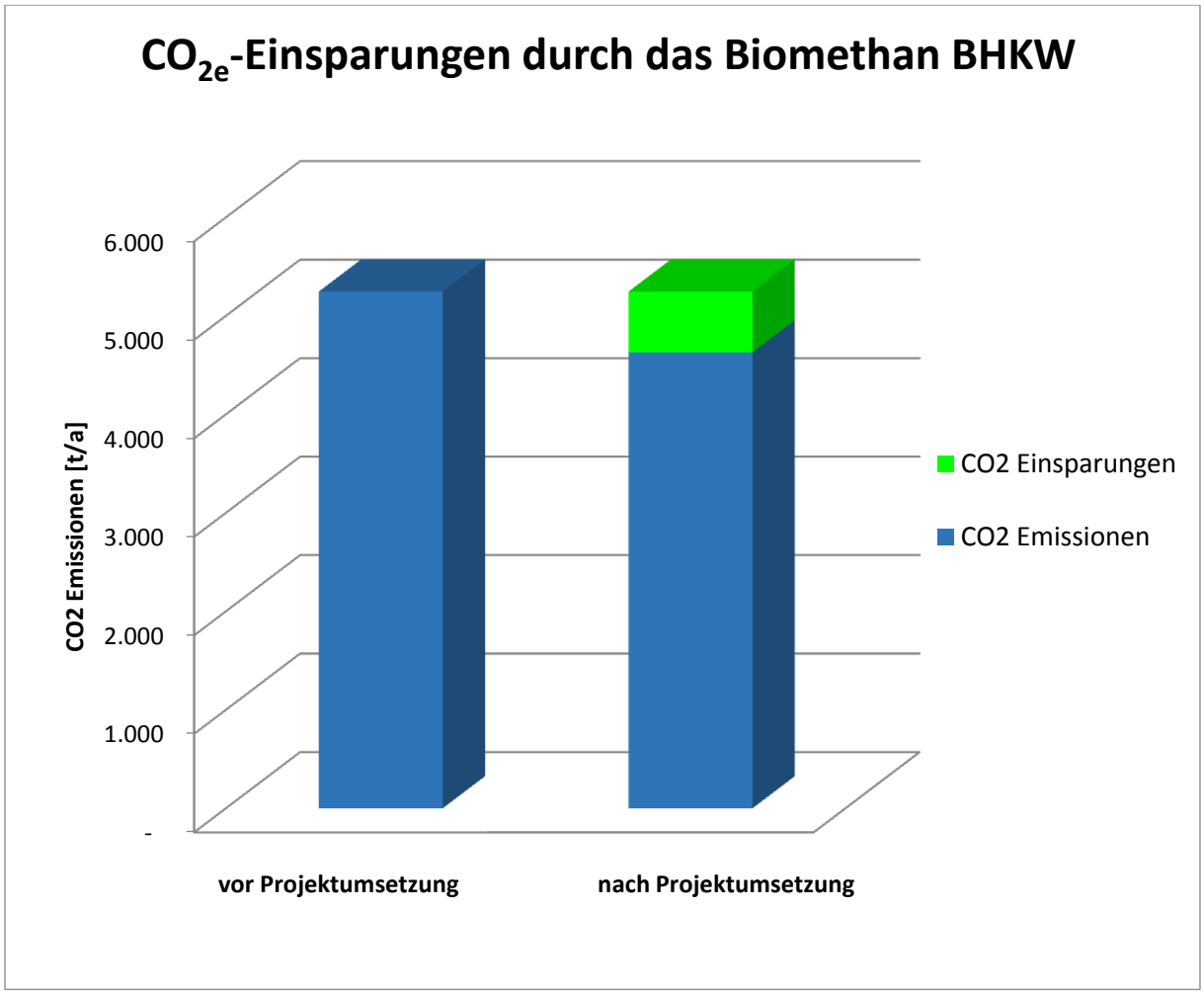


Abbildung 36: Einsparungen an CO_{2e}-Emissionen durch den Einsatz des Biomethan BHKW (Wärme). (eigene Darstellung)

6.9. Resultate der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Ein solches Projekt muss nach einer bestimmten Nutzungsdauer für alle Beteiligten einen wirtschaftlichen Vorteil bringen. Um diesen zu erwirtschaften ist es unumgänglich Berechnungen durchzuführen, um das Risiko einer Investition abschätzen zu können. Diese Berechnungen werden im Folgenden für das Biomethan BHKW durchgeführt. Dabei werden die in der Literatur vorgestellten Investitionsberechnungsverfahren herangezogen und mittels Microsoft Excel berechnet und ausgewertet. Es wird die Wirtschaftlichkeit der Anlage aus Sicht des Contractors bewertet. Da es sich um eine Anlage handelt die in Betrieb ist, können aus Wettbewerbsgründen sensible Daten wie die Brennstoffkosten oder die Wärmekosten nicht genannt werden. Sie werden deshalb in nachfolgender Tabelle 8 zensiert. Unter Punkt „2. Investitionsdaten“ werden alle investitionsbedingten Kosten aufgeschlüsselt, wobei das Verhältnis zwischen den projektspezifischen Kosten und den alleinigen BHKW Kosten deutlich wird. Das Biomethan BHKW macht nämlich nur etwa die Hälfte der gesamten

Investitionskosten aus. Vergleicht man den spezifischen BHKW Preis (€/kW) mit denen in der Literatur vorhandenen Preisen (Abbildung 13), so sind 650 €/kW eher im unteren Preissegment einzuordnen. Nach 64.000 Betriebsstunden ist erneut eine Investition zu tätigen, um das BHKW einer Generalüberholung zu unterziehen. Bei einer jährlichen Laufleistung von 8000 Bh ist diese Überholung im neunten Jahr fällig. Die diversen Zinssätze und Steigerungsraten bei Punkt „3. Wirtschaftsdaten“ sind branchenübliche Werte. Die Steigerungsrate des Biogases wird mit nur 0,75 % beziffert, da maximal 30 % des Preises an einen Index gebunden sind. Die Erlöse ergeben sich aus dem Stromverkauf und dem Wärmeverkauf. Der Preis des Stromverkaufs verhält sich statisch, da dem produzierten Ökostrom über die komplette Nutzungsdauer von 15 Jahren ein gleichbleibender Tarif von 210,2 €/MWh zugeschrieben wird. Multipliziert man diesen Tarif mit den 1.648 MWh Ökostrom, erhält man Erlöse im Wert von 346.410 €. Bei den betriebsbedingten Kosten machen die Brennstoffkosten den mit Abstand größten Anteil aus, weshalb eine geringfügige Änderung des Brennstoffpreises enorme wirtschaftliche Auswirkungen haben kann. Aufgrund der örtlichen Nähe des BHKWs zum Wartungsdienst und der Tatsache, dass der Wartungsvertragsanbieter noch ein weiteres BHKW in Münchendorf betreut, konnte ein verhältnismäßig niedriger Wartungspreis erreicht werden.

Tabelle 8: Darstellung notwendiger Ausgangsdaten zur Berechnung statischer und dynamischer Investitionsverfahren. (eigene Darstellung)

1. Basisdaten				**3. Wirtschaftsdaten**		
Basisdaten KWK - Anlage	Anlage	Biomethan BHKW		Zinssatz [%]	%	4
Benennung		L200		Finanzierungsdauer	a	10
Hersteller		TEDOM		Nutzungsdauer [a]	a	15
Motortype		Liebherr G939		Kostenänderung Arbeit [%/a]	%/a	2,3
Ausführung KWK		Schallschutzhaube		Kostenänderung Sonstiges [%/a]	%/a	2,5
BWL (Brennstoffwärmeleistung)	kW	517		Biomethanpreis	€/MWh	
elektrische Leistung	kW	206		Preis Netznutzung	€/MWh	5,67
thermische Leistung	kW	266		Biomethanpreis (inkl.Netz)	€/MWh	
elektrischer Wirkungsgrad	%	39,8%		Preisänderung Biogas [%/a]	%/a	0,75
Thermischer Wirkungsgrad	%	51,5%		Stromkosten Eigenverbrauch [€/kWh]	€/MWh	150
Wirkungsgrad gesamt	%	91,3%		Preisänderung Strom Eigenverbrauch [%/	%/a	2,5
Vollaststunden	Bh/a	8.000		Wärmekosten aktuell [€/kWh]	€/MWh	
Verbrauchsdaten				Preisänderung Wärme [€/a]	%/a	2,5
Leistung elektrisch gesamt (2,5%)	kW_{el}	5,15		Erlöse aus Wärmeverkauf [€/a]	€/a	
Eigenstrombedarf der Anlagen	MWh_{el}	41		Ökostrom - Einspeisetarif	€/MWh	210,2
Verbrauch Biomethan	MWh	4.136		Erlöse aus Stromverkauf [€/a]	€/a	346.410
Produktionsdaten				Preis Wartungsvertrag	ct/kWh_{el}	1,3
produzierter Ökostrom für Einspeisung ins Netz	MWh	1.648		Preisänderung Wartung	%/a	2,4
produzierte Wärme für Prozesswärme in Gärtnerei	MWh	2.128				
2. Investitionsdaten				**4. Kostenansätze für Berechnung**		
Investition KWK		Tedom L200		**Investitionsbedingte Kosten (Jahr 1)**		
Preis KWK	EUR	€ 134.100		Investition [EUR]	EUR	250.690
spezifischer Preis €/kW	€/kW	€ 651		Verwaltung, Versicherung [EUR/a]	€/a	2.060
Projektspezifische Kosten				Kosten Infrastruktur [EUR/a]	€/a	2.000
Schnittstelle Containereinbau	EUR	€ 61.000		**Betriebsbedingte Kosten (Jahr 1)**		
Schnittstelle Biomethananschluß Erdgasnetz	EUR	€ 22.000		Brennstoffkosten [EUR/a]	€/a	
Schnittstelle Lüftungstechnik	EUR	€ 4.000		Stromkosten [EUR/a]	€/a	6.180
Schnittstelle Elektrotechnik (Eigenversorgung, Steuerung)	EUR	€ 2.000		Personalkosten [EUR/a]	€/a	3.600
Schnittstelle Stromeinspeisung	EUR	€ 7.000		Wartungskosten [EUR/a]	€/a	21.424
Schnittstelle Wärmeanbindung	EUR	€ 5.000		Instandhaltunskosten [EUR/a]	€/a	1.000
Schnittstelle Abgas	EUR	€ 1.000		Contingencies [EUR/a]	€/a	1.000
Adaptierung bestehendes Gebäude/Container	EUR	€ 23.000		Summe betriebsbedingte Kosten		
Planungs- und Herstellungsüberwachungs-leistungen	EUR	€ 17.000				
Förderung (10% bei KPC für Ökostrom-KWK)	EUR	-€ 25.410				
Gesamtprojektkosten	EUR	€ 250.690				
spezifische Gesamtprojektkosten	€/kW	€ 1.217				
Generalüberholung nach 64.000 Betriebsstunden	EUR	€ 52.056				

6.9.1. Contracting

Bei dem betrachteten Fallbeispiel handelt es sich um ein Contracting-Projekt, das von dem Unternehmen „ÖKOZ Betriebs- und Beteiligungs GmbH“ finanziert wurde. Der Contractor ist Eigentümer und Betreiber des Biomethan Blockheizkraftwerks und erhält deshalb die Vergütung durch die Ökostromeinspeisung. Desweiteren trägt er auch die Brennstoffkosten und sonstige anfallende Kosten. Der Wartungsvertrag läuft ebenfalls über den Contractor. Die vom BHKW produzierte Wärme wird dem Unternehmen Zeiler zu einem vereinbarten Preis (Cent/kWh) abgegeben. Dieser Preis orientiert sich unterhalb der zuvor angefallenen Kosten für eine Kilowattstunde Wärme, um dem Gemüseproduzenten einen wirtschaftlichen Vorteil zuzusprechen.

6.9.2. Cashflow Darstellung

Um die Ertragskraft des Biomethan Blockheizkraftwerks darzustellen, wird der jährliche sowie kumulierte Cashflow berechnet. Hierfür werden die jeweiligen Zinssätze und Steigerungsraten einbezogen, um eine und realitätsnahe Betrachtung zu erreichen. Allerdings handelt es sich hierbei um keine vollwertige dynamische Berechnung, da die Einnahmenüberschüsse nicht abgezinst werden. Durch die Differenz von Einnahmen und Ausgaben ergibt sich ein finanzieller Überschuss. Je höher dieser Überschuss, desto rascher amortisieren sich die Investitionen. Konkret werden die Erlöse aus der Ökostromeinspeisung und dem Wärmeverkauf den Kosten gegenübergestellt. Die Kosten setzen sich aus investitionsbedingten und betriebsbedingten Kosten (siehe Tab. 8) zusammen. Die Nutzungsdauer sowie der Ökostromtarif sind für eine Laufzeit von 15 Jahren fixiert, weshalb diese Dauer auch für die Berechnungen herangezogen wird. Auf den Abbildungen 38 und 39 repräsentiert das Jahr 0 den Zeitpunkt des BHKW-Kaufs, bei dem lediglich die Investitionskosten anfallen. Diese Darstellungsweise wurde gewählt, um die Investitionskosten von den betriebsbedingten Kosten und Erlösen zu trennen. Für das erste Betriebsjahr werden die errechneten Ausgangswerte verwendet. Ab dem zweiten Jahr werden die jeweiligen Steigerungsraten hinzugezogen und aufsummiert.

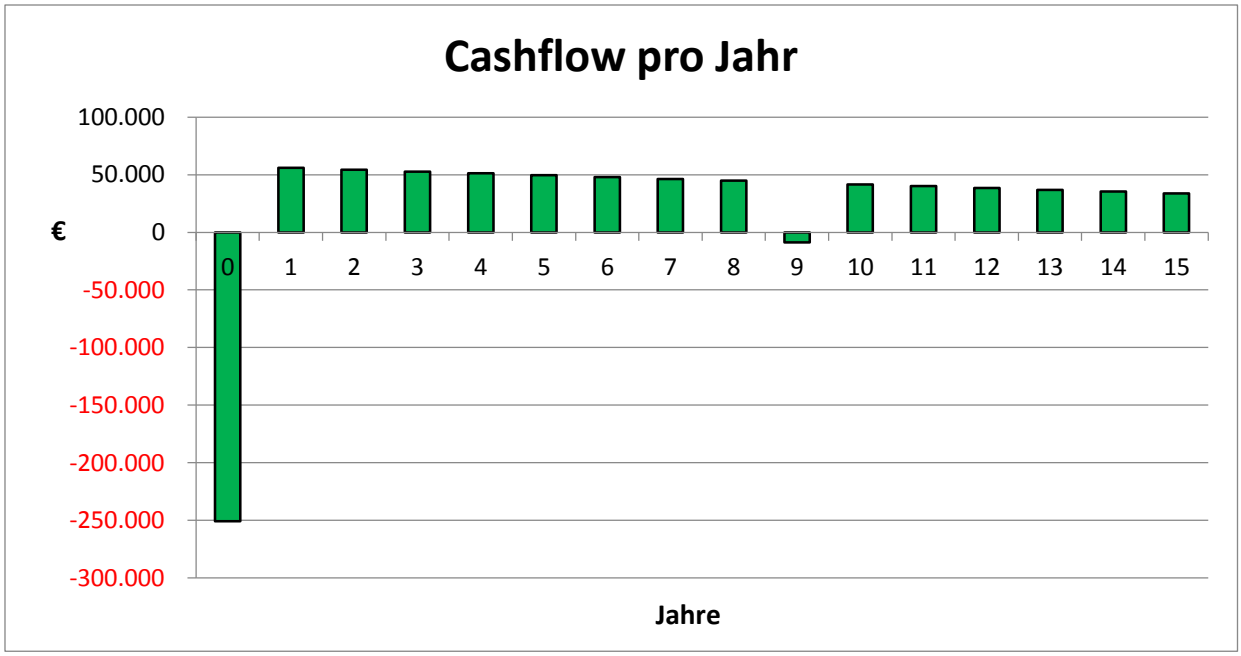


Abbildung 37: Darstellung von Ertragsüberschüssen je Jahr. (eigene Darstellung)

Die Höhe der Balken und damit der Überschuss nimmt mit zunehmender Dauer kontinuierlich ab. Dies liegt hauptsächlich daran, dass der eingespeiste Ökostrom keiner Preissteigerung unterliegt, sondern auf 15 Jahre zum gleichbleibenden fixen Tarif abgegolten wird. Zwar steigen die Gesamterlöse durchaus, doch resultiert dies aus der Steigerungsrate des Wärmeverkaufs. Sämtliche Kostenpositionen hingegen unterliegen einer Preissteigerung, weshalb mit fortschreitender Dauer eine verhältnismäßige Verringerung der Überschüsse eintritt. Im ersten Jahr konnte man Erträge von rund 56.000 € erzielen, wohingegen das 15. Jahr Überschüsse im Ausmaß von 34.000 € verspricht. Nach dem achten Jahr wird voraussichtlich eine Betriebsdauer von 64.000 Bh erreicht sein, weshalb im neunten Jahr eine Generalüberholung mit Kosten von etwa 52.000 € fällig wird.

Der kumulierte Cashflow, wie er in Abbildung 39 dargestellt wird, zeigt in welchem Zeitraum die Investitionen durch die summierten Jahresüberschüsse amortisiert werden. Bereits im fünften Jahr hat sich die Anlage refinanziert, was ein wirtschaftlich gutes Resultat darstellt. Nach der gesamten Nutzungsdauer des Blockheizkraftwerks von 15 Jahren ergibt sich ein kumulierter Cashflow von knapp 370.000 €.

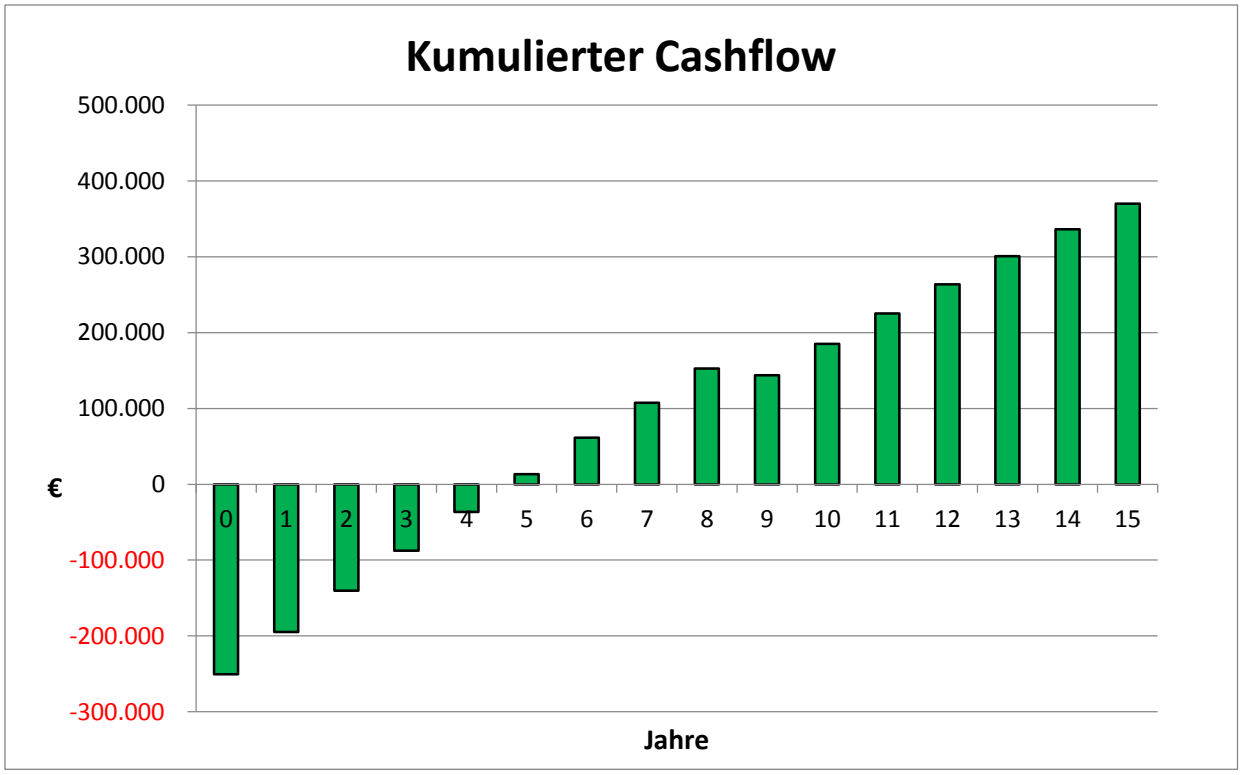


Abbildung 38: Darstellung der kumulierten Überschüsse pro Nutzungsdauer. (eigene Darstellung)

6.9.3. Amortisationsrechnung

Als statische Berechnungsmethode gibt die Amortisationsrechnung jenen Zeitraum an, der benötigt wird, bis das eingesetzte Kapital zurückgeflossen ist. Es wird das erste Jahr als Referenzwert für die Anlagenlaufzeit herangezogen. Anhand der Kapitalkosten, welche sich aus dem Quotienten von Investitionskosten und Nutzungsdauer ergeben, werden gemeinsam mit den Betriebskosten die jährlichen Gesamtkosten gebildet. Weiters werden die Gesamtkosten von den Erlösen abgezogen, um das Betriebsergebnis in der Höhe von 35.815 € zu erhalten. Diesem durchschnittlichen jährlichen Rückfluss werden noch die Kapitalkosten als jährliche Abschreibung hinzugerechnet, was einen Betrag von 52.528 € ausmacht. Schlussendlich werden die Investitionskosten in der Höhe von 250.690 € durch die 52.528 € dividiert, was zu einer Amortisationsdauer von **4,77** Jahren führt. Die notwendige Reinvestition für die Generalüberholung (GO) wird in dem Sinne berücksichtigt, dass sie zu 1/15 (15 Jahre) den Betriebskosten zugeschrieben wird. Obwohl die Kosten der GO bei der Amortisationsdauer von 4,77 bereits inkludiert sind, liegt diese unter jener des kumulierten Cashflows, bei der die GO erst im neunten Jahr Berücksichtigung findet. Die Ursache dafür liegt in der statischen Betrachtungsweise der Amortisationsrechnung. Dennoch liegt der errechnete Wert der statischen Amortisationsrechnung relativ nahe an jenem der Cashflow-Berechnung, welche Preisänderungen hinzuzieht. Dies zeigt, dass diese

Rechenmethode für eine erste wirtschaftliche Abschätzung gut geeignet ist, vor allem da der Arbeitsaufwand verhältnismäßig gering ausfällt.

6.9.4. Kapitalwertmethode

Die Berechnung mittels der Kapitalwertmethode basiert auf jenen Einnahmenüberschüssen, die bereits als Ergebnisse der Cashflow Berechnung Anwendung gefunden haben. Der Unterschied besteht darin, dass nun die zukünftigen jährlichen Überschüsse auf den Beginn des Projektzeitraums (Kalkulationszeitpunkt) diskontiert, also abgezinst werden. Summiert man diese, nun Barwerte genannten Überschüsse, erhält man den Kapitalwert einer Investition. Die Discounted-Cashflow-Methode, wie sie ebenfalls bezeichnet wird, stellt also jenen Betrag dar, der über die Rückgewinnung des eingesetzten Kapitals inklusive Verzinsung, hinausgeht. Der wichtigste Faktor dieser Berechnung ist der Kalkulationszinssatz. Er wird nach den individuellen Anforderungen des Investors bestimmt und kann den Kapitalwert maßgeblich verändern. Der Kalkulationszinssatz ist jener Zinssatz, zu dem Gelder bestmöglich am Kapitalmarkt angelegt werden können, wobei oftmals noch ein Risikozuschlag hinzukommt. Dem Projekt wird demnach vorgegeben, dass es zumindest jene Zinsen selbst erwirtschaftet, die der Investor auch durch eine Kapitalanlage erzielen hätte können. Wenn der Kapitalwert größer als Null ist, wird eine höhere Verzinsung erreicht, als durch den angenommenen Kalkulationszinssatz impliziert wurde. In vorliegendem Fall wird von einem Kalkulationszinssatz von 8 % ausgegangen. Wie in Tabelle 9 ersichtlich wird, ist der Kapitalwert mit einem Betrag von 126.195 € deutlich im positiven Bereich, womit die gewünschte Verzinsung erreicht wird. Folgt man nun der Anlageprämisse, können jährlich 8 % der erwirtschafteten Überschüsse entnommen und wiederum angelegt werden, wobei am Ende der Nutzungsdauer trotz dessen ein kumulierter Einnahmenüberschuss von über 126.000 € überbleibt. Tabelle 9 zeigt weiters den Rechenverlauf, wobei die Berechnung nach der bereits vorgestellten Formel durchgeführt wurde. Beispielsweise ergibt sich der Wert 51.850 aus dem ersten Jahr folgendermaßen: $51.850 = 55.998/(1{,}08^{1})$. Mit fortlaufender Dauer ändern sich auch die Hochzahlen dementsprechend. Die letzte Zeile der kumulierten Barwerte ergibt sich durch Summieren der Cashflow Barwerte.

Die Abbildung 40 stellt ähnlich der Abbildung 39 die kumulierten Cashflows dar, jedoch wurde in diesem Fall die Verzinsung berücksichtigt. Obwohl die Cashflow Betrachtung Preissteigerungen einbezieht, ist aufgrund des Kalkulationszinssatzes ein enormer Unterschied der erzielbaren Gesamtüberschüsse zu erkennen. Investoren können somit, gestützt auf dieser Methode, genauere Aussagen treffen, inwieweit sie rückfließendes Kapital zur Verfügung haben und reinvestieren können.

Tabelle 9: Rechenverlauf der Kapitalwertmethode. (eigene Darstellung)

3. Kapitalwertmethode																			
Zinssatz Barwert	8,00	[%/a]	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Nutzungsjahre				0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Cashflow Gesamt (Erlöse - Kosten)		€		-250.690	55.998	54.389	52.781	51.177	49.576	47.979	46.386	44.798	-8.841	41.638	40.067	38.502	36.945	35.395	33.854
Barwert Cashflow (Wert im Jahr 1)		€		-250.690	51.850	46.629	41.899	37.617	33.741	30.235	27.066	24.203	-4.423	19.286	17.184	15.290	13.585	12.051	10.672
Kumulierter Barwert		€		-250.690	-198.840	-152.210	-110.311	-72.694	-38.953	-8.719	18.347	42.550	38.128	57.414	74.598	89.888	103.472	115.523	126.195
Kapitalwert des Projektes		**€**	**126.195**																

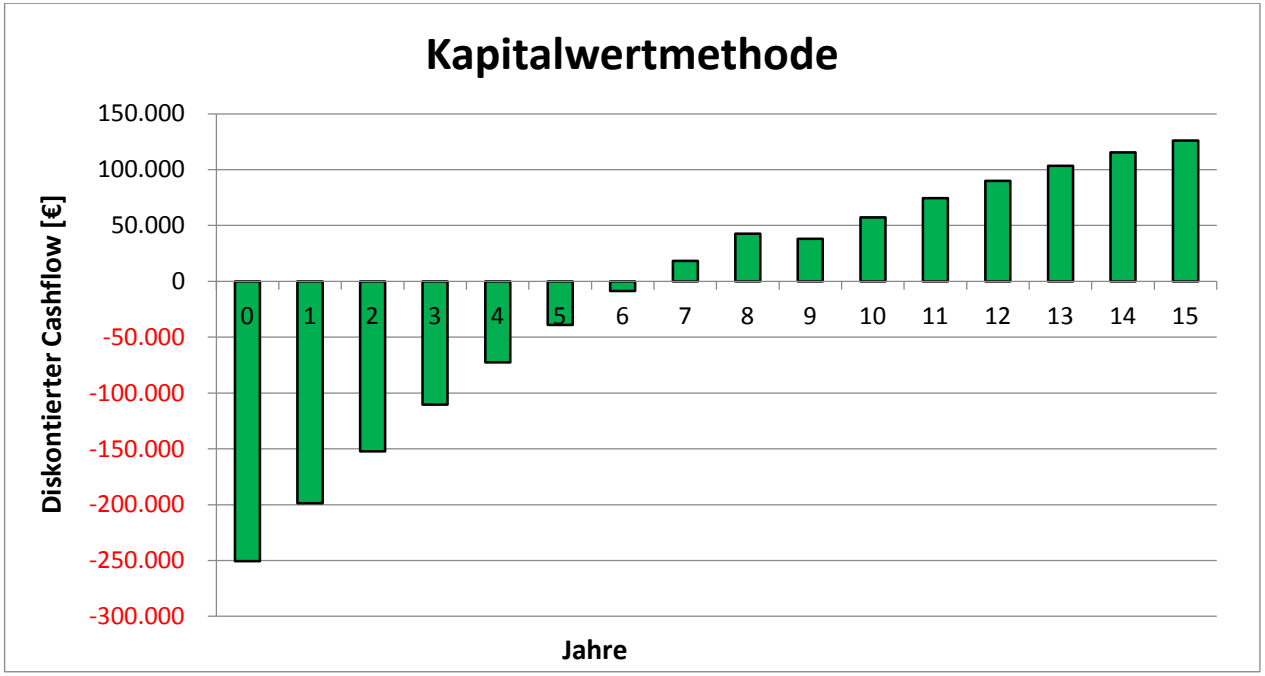


Abbildung 39: Darstellung der kumulierten Barwerte. (eigene Darstellung)

6.9.5. Interner Zinsfuß

Um herauszufinden, wie hoch der Prozentsatz sein kann, mit dem jährlich Gelder entnommen werden können, sodass am Ende der Nutzungsdauer die gesamten Überschüsse gegen Null gehen, eignet sich die Methode des internen Zinsfußes sehr gut. Im Gegensatz zu dem erwarteten Kalkulationszinssatz (i), welcher in der Kapitalwertmethode Anwendung findet, gilt es bei der Methode des internen Zinsfußes die tatsächliche interne Verzinsung r zu ermitteln. Der interne Zinsfuß soll durch Diskontieren der Zahlungsströme zu einem Kapitalwert von Null führen. Vergleicht man anschließend den internen Zinsfuß r mit dem unterstellten Zinssatz i aus der Kapitalwertmethode, sollte $r \geq i$ sein, damit sich eine Vorteilhaftigkeit des Projekts ergibt. Je höher der interne Zinssatz desto höher ist die Rentabilität des Investitionsprojekts, womit diese Methode, anders als die Kapitalwertmethode, eine klare Rentabilitätsaussage macht. Zur Bewertung des internen Zinsfußes des Biomethan-BHKW Projekts werden drei verschiedene Herangehensweisen vorgestellt. Unter der Annahme, dass die Kapitalwertfunktionen linear verlaufen, wird mittels Hilfszinssätzen einerseits eine grafische Interpolation dargestellt und andererseits eine Formel („Regula falsi“) angewandt, welche den internen Zinssatz berechnet. Außerdem wird zur Überprüfung der errechnete Zinssatz in die Tabelle 9 der Kapitalwertmethode eingetragen, wobei sich ein Kapitalwert von Null ergeben müsste.

Bei der grafischen Darstellung, wie sie unter Abbildung 41 zu sehen ist, werden zwei Kapitalwerte durch Eingabe zweier unterschiedlicher Zinssätze erzeugt und anschließend linear miteinander verbunden. Da bei einem Zinssatz von 8 % noch ein Kapitalwert von über 126.000 € zu verzeichnen ist, werden als Hilfszinssätze 10 % und 20 % gewählt. Bei einem Zinssatz von 10 % ergibt sich ein Kapitalwert von 89.086 €, wobei bei 20 % ein Kapitalwert von -28.545 € herauskommt. Stellt man dies nun grafisch dar, ergibt sich ein Schnittpunkt bei knapp über **17,5 %**.

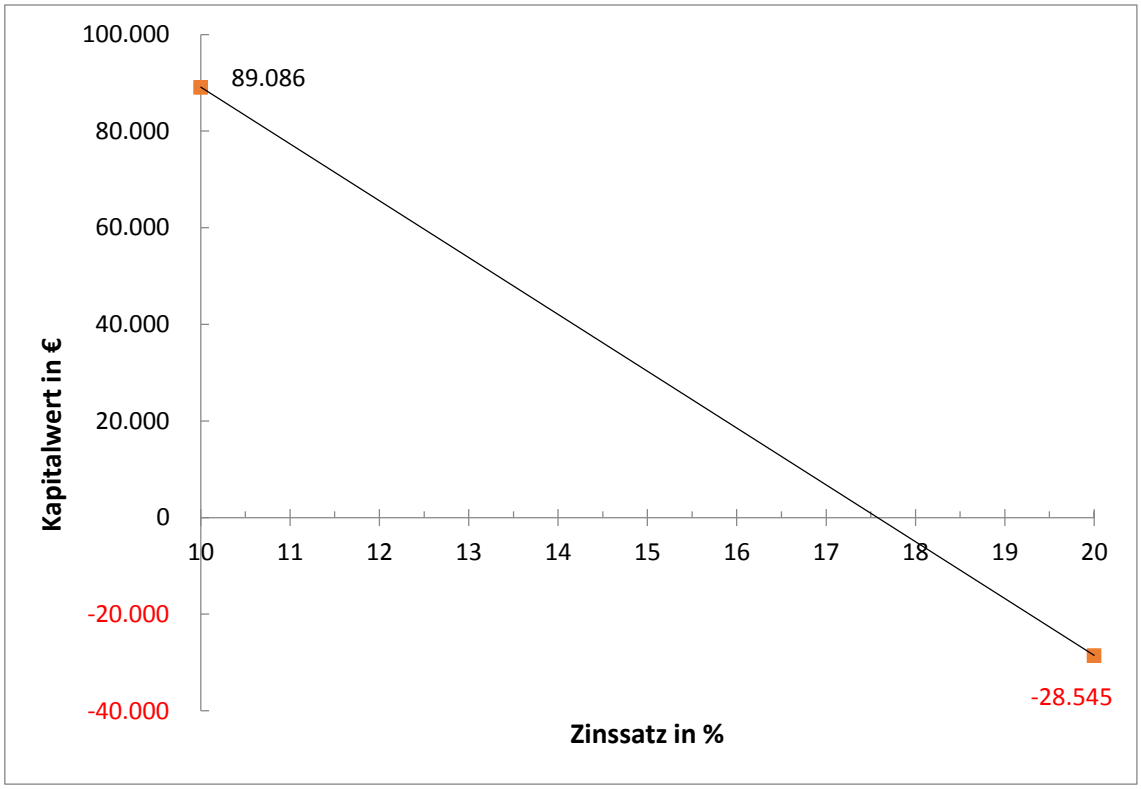


Abbildung 40: Grafische Darstellung des internen Zinsfußes. (eigene Darstellung)

Bei Anwendung der im Literaturteil vorgestellten Formel (Abbildung 18) ergibt sich folgende Berechnung.

r = 10-89068*(20-10)/(-28545-89068)

r = **17,57 %**

Durch Hinzuziehen der zwei Hilfszinssätze und der Kapitalwerte erhält man einen internen Zinsfuß von 17,57 %, was wiederum die relative Korrektheit der grafischen Darstellung bestätigt.

Wenn man nun den errechneten Zinssatz in die Excel-Berechnung der Kapitalwertmethode einträgt, erhält man einen Wert von -7.377 €. Um auf einen Wert von Null zu gelangen, wird näherungsweise der Zinssatz verändert. Ein Kapitalwert von annähernd Null wird bei einem internen Zinssatz von etwa **16,8 %** erreicht. Dies bedeutet, dass die Annahme einer linearen Funktion zu Unschärfen des Ergebnisses führt. Nichtsdestotrotz kann eindeutig festgestellt werden, dass r > i ist, womit diese Investition als rentabel zu bewerten ist. Außerdem übertrifft der interne Zinsfuß den Kalkulationszinssatz um mehr als das Doppelte, was dieses Projekt zu einer verhältnismäßig sicheren und gewinnbringenden Investition macht.

7. Diskussion

Die Diskussion bietet dem Leser einen Gesamtüberblick der erreichten Resultate aus Kapitel 6, indem konkret auf die definierten Forschungsfragen eingegangen wird.

- **Wärmeeinbindung – Wie erfolgt die hydraulische Einbindung der vom BHKW abgeführten Wärme? Kann die Wärme sinnvoll genutzt werden?**

Aufgrund des bereits vorhandenen großvolumigen Pufferspeichers, kann eine enorme Wärmemenge aufgenommen werden und von dieser zentralen Sammelstelle aus an alle Verbraucher verteilt werden. Das Biomethan BHKW wurde von seiner Leistungsstärke außerdem so dimensioniert, dass jederzeit 100% der erzeugten Wärmemenge von dem Pufferspeicher abgenommen werden kann. Diese wärmegeführte Betriebsweise führt zu einer effizienten und sinnvollen Nutzung der Wärme. Desweiteren ersetzt das Biomethan BHKW teilweise den Gaskessel, womit durch die effizientere KWK-Technologie und durch den regenerativen Treibstoff ein weiterer positiver Aspekt zu nennen ist. Durch Ausnutzung der Brennwert-Technologie, wobei das heiße Abgas durch einen zusätzlichen Abgaswärmetauscher geführt wird, kann die thermische Leistung weiter gesteigert werden. Zusammenfassend zeigt sich somit eine sinnvolle und adäquate Nutzung der Wärme.

- **CO_2 Bilanz – Können nachteilige Umwelteinflüsse durch das Biomethan BHKW reduziert werden?**

Abgesehen davon, dass die Energieproduktion durch Blockheizkraftwerke ohnehin schon eine verhältnismäßig effiziente und ressourcensparende Methode ist, kommt einem Biogas Blockheizkraftwerk, bezogen auf den Umweltaspekt, eine besondere Bedeutung zu. Das BHKW produziert 100 % Ökowärme sowie Ökostrom. Das heißt, dass jene CO_2 Emissionen, die durch das BHKW emittiert werden, bereits im Vorhinein durch die Biomasse, aus der das Biogas entsteht, gebunden worden sind, womit sich eine CO_2 neutrale Energieerzeugung ergibt. Betrachtet man jene CO_2-Emissionen, die durch die Wärmeproduktion aller Heizungsanlagen des Betriebes entstehen, kann durch das Biomethan BHKW der Anteil des emittierten Treibhausgases CO_{2e} um 12 % (= 618 t) gesenkt werden. Dabei wurde der positive Effekt des ins öffentliche Netz eingespeisten Ökostroms noch gar nicht berücksichtigt. Es können also große Mengen an Treibhausgasemissionen eingespart werden, womit nachteilige Umwelteinflüsse reduziert werden.

- **Wirtschaftlichkeit – Ist der Einsatz eines Biomethan- Blockheizkraftwerks bei einem gemüseproduzierenden Betrieb ökonomisch rentabel?**

Anhand mehrerer Berechnungs- und Bewertungsmethoden konnte bewiesen werden, dass dieses Öko-Projekt wirtschaftlich rentabel ist und ein verhältnismäßig geringes Investitionsrisiko trägt. Mit einer statischen Amortisationsdauer von 4,77 Jahren refinanziert sich das, mit einer Nutzungsdauer von 15 Jahren festgelegte Projekt, relativ rasch. Laut dem kumulierten Cashflow von knapp 370.000 € (mit Preissteigerungen aber ohne Diskontierungen), stellt die Anlage ein attraktives Investitionsprojekt dar. Die dynamische Betrachtung durch die Kapitalwertmethode sowie die Interne-Zinsfuß Methode können dies nur verifizieren. Bei einem Kalkulationszinssatz von 8 % kann ein eindeutig positiver Kapitalwert in der Höhe von 126.195 € verzeichnet werden. Der interne Zinssatz des Projektes konnte mit mindestens 16,8 % beziffert werden, womit eine hohe Rentabilität des Öko-Projektes gegeben ist. Sämtliche Berechnungen sprechen aus ökonomischen Gründen für den Einsatz dieses Biomethan Blockheizkraftwerks an dem untersuchten Standort.

8. Schlussfolgerung

Diese Masterarbeit soll zeigen, dass die ökologisch vertretbare Erzeugung von Energie keineswegs mit wirtschaftlichen Nachteilen verbunden sein muss. Durch geeignete staatliche oder marktwirtschaftliche Instrumente kann ein Rahmen geschaffen werden, der Anreize zur Investition in umweltfreundliche Technologien schafft. Vor allem erfolgreiche, innovative Projekte, wie das des Biomethan-Blockheizkraftwerks, bilden oft den Startschuss für weitere Entwicklungen in der Erzeugung erneuerbarer Energien und sind deshalb ein wichtiger Bestandteil der Energiewende.

9. Formelzeichen

η = Wirkungsgrad

ω = Gesamteffizienz

η_c = Carnotfaktor

η_{kw} = Wirkungsgrad Wärmekraftwerk

η_{Kessel} = Kesselwirkungsgrad

δ = Exergetischer Wirkungsgrad

γ_{KWK} = Effizienzkennzahl der Kraft-Wärme-Kopplung

λ = Verbrennungsluftverhältnis

10. Literaturverzeichnis

AGCS – Gas Clearing and Settlement AG, 2012. Das Biomethan Register Austria. Verfügbar in: http://www.biomethanregister.at/biogas/veranstaltungen/20120813_infoveranstaltung_biomethanregister_final.pdf [Abfrage am 11.12.2014]

ARGE Kompost und Biogas, 2014a. Die Biogasentstehung. Verfügbar in: http://www.kompost-biogas.info/index.php?option=com_content&task=view&id=200&Itemid=231 [Abfrage am 09.12.2014]

ARGE Kompost und Biogas, 2014b. Biomethan. Verfügbar in: http://www.kompost-biogas.info/index.php?option=com_content&task=view&id=777&Itemid=460 [Abfrage am 10.12.2014]

ARGE Kompost und Biogas, 2014c. Gasaufbereitung Verfügbar in: http://www.kompost-biogas.info/index.php?option=com_content&task=view&id=239&Itemid=284 [Abfrage am 10.12.2014]

ASUE – Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., 2010. BHKW-Grundlagen. Berlin: ASUE. Verfügbar in: http://asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/broschuere/bhkw-grundlagen-2010.pdf [Abfrage am 10.11.2014]

Basshuysen, R. und Schäfer, F., 2010. Handbuch Verbrennungsmotor. 5. Aufl. Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag.

BGBl,1994/194. Wiederverlautbarung der Gewerbeordnung 1973. Verlagspostamt 1030 Wien. Verfügbar in: http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblPdf/1994_194_0/1994_194_0.pdf [Abfrage am 07.11.2014]

BGBl, 1997/115. Immissionsschutzgesetz-Luft. Wien: Verlagspostamt 1030 Wien. Verfügbar in: http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblPdf/1997_115_1/1997_115_1.pdf

[Abfrage am 06.11.2014]

BGBl. I, 2011/75. Ökostromgesetz 2012.
Verfügbar in:
https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007386 [Abfrage am 11.12.2014]

BHKW-Infothek, s.a. Einsparungen und Einnahmen. Verfügbar in: http://www.bhkw-infothek.de/bhkw-informationen/wirtschaftlichkeit-foerderung/einsparungen-und-einnahmen/ [Abfrage am 17.11.2014]

Biogas Netzeinspeisung, 2014a. Gasbegleitstoffe.
Verfügbar in: http://www.biogas-netzeinspeisung.at/rechtliche-planung/einspeisung-in-das-oeffentliche-gasnetz/gasbegleitstoffe-brenntechnische-daten.html
[Abfrage am 11.12.2014]

Biogas Netzeinspeisung, 2014b. Rechtliche Rahmenbedingungen für die Biogas-Netzeinspeisung.
Verfügbar in: http://www.biogas-netzeinspeisung.at/rechtliche-planung/index.html
[Abfrage am 11.12.2014]

Biomethanregister, s.a. Biomethan-Einspeiseanlage EVM Energieversorgung Margarethen am Moos. Verfügbar in:
http://www.biomethanregister.at/de/teilnehmer/biomethanproduzent/maragrethen-am-moos
[Abfrage am 22.01.2015]

BM für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2012. Immissionsschutzgesetz-Luft (IG-L). Verfügbar in: http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/luft-laerm-verkehr/luft/richtlinien/ig-l.html [Abfrage am 05.11.2014]

BM für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2014. Rechtsgrundlagen Lärm. Verfügbar in: http://www.laerminfo.at/gesetze/gesetze_laerm.html
[Abfrage am 07.11.2014]

BM für Wirtschaft und Arbeit, 2001. Technische Grundlagen für die Beurteilung von Emissionen aus Stationärmotoren. Verfügbar in:
https://www.bmwfw.gv.at/Unternehmen/gewerbetechnik/Documents/TGEmissionenStation%C3%A4rmotoren.pdf [Abfrage am 05.11.2014]

BM für Wirtschaft, Familie und Jugend, 2012. Ergänzungspapier zur technischen Grundlage für die Beurteilung von Stationärmotoren. Verfügbar in: https://www.bmwfw.gv.at/Unternehmen/gewerbetechnik/Documents/Erg%C3%A4nzungspapier%20-%20Beurteilung%20von%20Station%C3%A4rmotoren.pdf [Abfrage am 07.11.2014]

dena – Deutsche Energie Agentur, 2013. Biomethan: Der Joker im Energiemix. Berlin: dena. Verfügbar in: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Joker_im_Energiemix_2013.pdf [Abfrage am 10.12.2014]

E-Control, s.a. Gewerbe-Tarifkalkulator. Verfügbar in: http://www.e-control.at/gewerbe-tarifkalkulator [Abfrage am 03.12.2014]

E-Control, 2004. Wie hoch ist mein durchschnittlicher Gasverbrauch? Verfügbar in: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/gas/dokumente/pdfs/durchsch-gasverbrauch.pdf [Abfrage am 12.02.2015]

E-Control, 2014. Marktbericht 2014 – Nationaler Bericht an die europäische Kommission. Verfügbar in: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/publikationen/dokumente/pdfs/EC_Marktbericht_19.09._ES_Sc.pdf [Abfrage am 04.12.2014]

E-Control, 2014. Marktpreisermittlung 2014. Verfügbar in: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/Marktpreisermittlung%202014.pdf [Abfrage am 04.12.2014]

FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2013. Leitfaden Biogas. Verfügbar in: http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfadenbiogas2013_web_komp.pdf [Abfrage am 10.12.2014]

Gailfuß, M., s.a. Grundlagen der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung. Verfügbar in: http://www.bhkw-infozentrum.de/erlaeuter/kwkk_grundlagen.html [Abfrage am 22.10.2014]

Görisch, U. und Helm, M., 2014. Biogasanlagen. 3. Aufl. Stuttgart: Eugen Ulmer Verlag.

Karl, J., 2012. Technische Grundlagen der Kraft-Wärme-Kopplung. In: Karl, J., Hrsg. Kraft-Wärme-Kopplung mit Biomasse. Regensburg: OTTI e.V.

Khartchenko, V. N., 1997. Umweltschonende Energietechnik. Würzburg: Vogel Buchverlag.

LGBl, 2013/1. Vereinbarung gemäß Art 15a B VG über das Inverkehrbringen von Kleinfeuerungen und die Überprüfung von Feuerungsanlagen und Blockheizkraftwerken. Verfügbar in: http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrSbg&Gesetzesnummer=20000826 [Abfrage am 06.11.2014]

Mayer, H., 2008. Physik. s.l.: unveröffentl. Skript.

Meixner, H. und Stein, R., 2002. Blockheizkraftwerke – Ein Leitfaden für den Anwender. 5. Aufl. Köln: TÜV-Verlag.

OeMAG – Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, s.a. Grundlagen zum Thema Ökostrom. Verfügbar in: http://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/ [Abfrage am 11.12.2014]

ÖSET-VO – Ökostrom-Einspeisetarifverordnung, 2012. Verfügbar in: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/oekostrom-einspeisetarifVO-2012-OESET-VO-2012.pdf [Abfrage am 11.12.2014]

Pehnt, M. und Schneider, J., 2010. Kraft-Wärme-Kopplung. In: Pehnt, M., Hrsg. Energieeffizienz. Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Pichler, R., 2014. Mündliche Mitteilung vom 06.11.2014.

Reschny, R., s.a. Investitionsrechnung. Verfügbar in: http://www.univie.ac.at/bwl/ieu/noll/fh/inv-fin/investition.pdf [Abfrage am 01.12.2014]

Röhrich, M., 2007. Grundlagen der Investitionsrechnung. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag.

Schaumann, G. und Schmitz W. K., 2010. Kraft-Wärme-Kopplung. 4. Aufl. Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Schmitz, J. und Gerlach, D., 2014. Ihr Blockheizkraftwerk-Buch. Verfügbar in: https://ihr-bhkw.de/images/PDF/ihr-bhkw-buch_september_2014.pdf [Abfrage am 02.12.2014]

Sorger, M., 2014. Mündliche Mitteilung vom 19.11.2014.

Suttor, W., 2009. Blockheizkraftwerke – Ein Leitfaden für den Anwender. 7. Aufl. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

Tedom, s.a. Blockheizkraftwerke Tedom. Verfügbar in: http://bhkw.tedom.com/bhkw-ausfuehrung.html [Abfrage am 08.11.2014]

Tedom, 2012. Technische Spezifikation. s.l.: unveröffentl. Skript.

Thomas, B., 2007. Mini Blockheizkraftwerke. Würzburg: Vogel Buchverlag.

Umweltbundesamt, 2014. Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger. Verfügbar in: http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.htm#Erlaeuterungen [Abfrage am 13.01.2015]

Valtwies, R., 1997. Einsatz von Blockheizkraftwerken im Wohnungsbau; ökonomische, energetische und ökologische Analysen. Diplomarbeit. Fachhochschule Aachen.

Viecens, A., 2010. Die Bedeutung von Blockheizkraftwerken im Strom- und Wärmemarkt. Bachelorarbeit. Universität Flensburg.

Zeiler, C., 2014. Mündliche Mitteilung vom 05.09.2014

11. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vergleich Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW) und getrennte Erzeugung. (ASUE 2010) 12
Abbildung 2: Elektrische Wirkungsgrade und Leistungsbereiche von Arbeitsmaschinen. (Karl 2012) 14
Abbildung 3: Exergiewirkungsgrade von KWK und getrennter Erzeugung (Schaumann und Schmitz 2010) 15
Abbildung 4: Effizienzkennzahl der gekoppelten Energieerzeugung. (Schaumann und Schmitz 2010) 16
Abbildung 5: Funktionsweise einer Absorptionskältemaschine. (Gailfuß s.a.) 17
Abbildung 6: Gas-Verbrennungsmotor-BHKW in verschiedenen Anlagengrößen. (Tedom 2014) 20
Abbildung 7: Vereinfachte Darstellung eines Wärmekreislaufs. (Mandel-Energietechnik 2014) 24
Abbildung 8: Hydraulisches Anlagenschema eines Motor-BHKW mit einem Spitzenlastkessel. (Schaumann und Schmitz 2010) 25
Abbildung 9: Vereinfachte Darstellung des Netzparallelbetriebs. (Thomas 2007) 27
Abbildung 10: Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs mit BHKW zur Grundlast- und Gaskessel zur Spitzenlastabdeckung (ASUE 2010) 28
Abbildung 11: Vergleich fossiler Energieträger nach CO_2-Bildung. (ASUE 2010) 31
Abbildung 12: Konvertierungsraten eines Dreiwegekatalysators. (BMWA 2001) 37
Abbildung 13: Darstellung von Schallschutzmaßnahmen bei einem BHKW. (Suttor 2009) 39
Abbildung 14: Spezifische Richtpreise von Erdgas-BHKW (ASUE 2011) 41
Abbildung 15: Einfluss des Gas- und Strompreises auf die Wirtschaftlichkeit für ein typisches Erdgas-BHKW-Projekt zur Selbstversorgung mit Strom und Wärme. (ASUE 2010) 43
Abbildung 16: Berechnung der Amortisationsdauer. (Schaumann und Schmitz 2010) 47
Abbildung 17: Formel der Kapitalwertmethode. (Schaumann und Schmitz 2010) 49
Abbildung 18: Berechnung des internen Zinsfußes. (Schaumann und Schmitz 2010) 49
Abbildung 19: Biogasbildungsprozess. (ARGE Kompost & Biogas 2007) 51
Abbildung 20: Biomethan-Kreislauf. (ARGE Kompost & Biogas 2014B) 53
Abbildung 21: Luftbildaufnahme des Zeiler Produktionsstandortes Münchendorf. (Zeiler 2014) 62
Abbildung 22: Wasserwirtschaft. (eigene Darstellung) 63
Abbildung 23: Wassersilo zur Speicherung. (eigene Darstellung) 63
Abbildung 24: Lastprofilverlauf der pro Anlage produzierten Wärmemengen auf ein Durchschnittsjahr bezogen. (eigene Darstellung) 65

Abbildung 25: Aufteilung der relativ und absolut produzierten Wärmemengen nach Heizungsanlagen. (eigene Darstellung) 66
Abbildung 26: Aufteilung der Stromversorgung des Betriebes auf die jeweiligen Bezugsorte. (eigene Darstellung) 67
Abbildung 27: CO_{2e}-Emissionen, die bei der Wärmeerzeugung entstehen. (eigene Darstellung) 68
Abbildung 28: Biomethan BHKW-Modul. (eigene Darstellung) 70
Abbildung 29: Außenansicht des Schallschutzcontainers. (eigene Darstellung) 72
Abbildung 30: Aufteilung der relativ und absolut produzierten Wärmemengen nach Heizungsanlagen inklusive Biomethan BHKW. (eigene Darstellung) 74
Abbildung 31: Lastprofilverlauf der pro Anlage produzierten Wärmemengen nach Inbetriebnahme des Biomethan BHKWs. (eigene Darstellung) 75
Abbildung 32: Hydraulisches Schema der Wärmekreisläufe. (Engelberth 2014, modifiziert nach Preissler 2015) 77
Abbildung 33: Energieflussdiagramm (Jahreswärmemengen) aller Heizungsanlagen samt Strom- und CO_2 Flüsse des Betriebes Zeiler. Energieflüsse an die Umgebung sind nicht dargestellt. (eigene Darstellung) 79
Abbildung 34: Übertragung des Biomethans über das öffentliche Gasnetz. (eigene Darstellung) 81
Abbildung 35: Energie Versorger Margarethen am Moss (EVM). (Biomethanregister 2015) 81
Abbildung 36: Einsparungen an CO_{2e}-Emissionen durch den Einsatz des Biomethan BHKW (Wärme). (eigene Darstellung) 83
Abbildung 37: Darstellung von Ertragsüberschüssen je Jahr. (eigene Darstellung) 87
Abbildung 38: Darstellung der kumulierten Überschüsse pro Nutzungsdauer. (eigene Darstellung) 88
Abbildung 39: Darstellung der kumulierten Barwerte. (eigene Darstellung) 90
Abbildung 40: Grafische Darstellung des internen Zinsfußes. (eigene Darstellung) 92

12. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Antriebsmöglichkeiten verschiedener BHKW (Pehnt und Schneider 2010 zit. nach BINE 2006).....18
Tabelle 2: Abgasbestandteile von Verbrennungsmotoren (Valtwies 1997) 31
Tabelle 3: Emissionsgrenzwerte gemäß Art 15a B VG, Artikel 15. (LGBI 2013/1) 33
Tabelle 4: Grenzwerte zur Schadstoffminderung nach TA Luft 2002. (Suttor 2009).....34
Tabelle 5: Immissionsgrenzwerte für Schall nach der TA Lärm 1998. (Suttor 2009) 35
Tabelle 6: Mögliche Rohstoffe zur Biogaserzeugung. (ARGE Kompost & Biogas 2014A) 51
Tabelle 7: Anlagendaten des Biomethan Blockheizkraftwerks. (eigene Darstellung) 71
Tabelle 8: Darstellung notwendiger Ausgangsdaten zur Berechnung statischer und dynamischer Investitionsverfahren. (eigene Darstellung).....85
Tabelle 9: Rechenverlauf der Kapitalwertmethode. (eigene Darstellung).....90