

# *Abschlussbericht*

---

*für den*

## *Innovationsfonds Klima- und Wasserschutz badenova AG & Co. KG*

---

*für das Projekt*

*Energetische Nutzung von brennwertarmem  
Deponieschwachgas durch Reformierung mit Biogas  
Projektnummer 2009-08*

*Zuwendungsempfänger  
badenovaWärmePlus GmbH & Co. KG  
Projektverantwortlicher  
Christoph Weiler*

**Inhaltsverzeichnis**

1	Projekt.....	3
1.1	Einführung.....	3
1.2	Grundlagen.....	4
1.2.1	Wärmenetz.....	5
1.2.2	Wärmeerzeugung.....	9
1.2.2.1	Blockheizkraftwerke.....	10
1.2.2.2	Spitzenlastkesselanlage (SKA).....	14
1.2.2.3	Geordnete Jahresdauerlinie mit allen Wärmeerzeugern.....	14
1.3	Zielsetzung.....	17
1.4	Chancen und Risiken des Vorhabens.....	18
1.4.1	Chancen.....	18
1.4.2	Risiken.....	18
1.5	Förderbedingungen.....	19
2	Projektbeschreibung.....	20
2.1	Projekttablauf.....	20
2.1.1	Projektidee.....	20
2.1.2	Terminplan.....	23
2.1.3	Budgetplanung und Förderung.....	25
2.2	Projektplanung.....	25
2.2.1	Energiekonzept und Studien.....	25
2.2.1.1	Deponiegas.....	29
2.2.1.2	Biogas.....	31
2.2.1.3	Bioerdgas.....	35
2.3	Technische Umsetzung.....	36
2.4	Aufnahme IST-Situation der Mischgasblockheizkraftwerke.....	36
2.4.1	Anlagenbetrieb.....	36
2.4.2	Kriterien zur Bewertung des Anlagenbetriebs.....	44
2.4.3	Auswertung Probleme Anlagenbetrieb (Standzeitenanalyse).....	49
2.4.4	Wirtschaftliche Auswertung des Anlagenbetriebes.....	59
2.5	Konzepte für einen optimierten Anlagenbetrieb.....	60
2.5.1	Optimierung der Versorgungssicherheit.....	60
2.5.2	Optimierung der Reformgaszusammensetzung.....	61
2.5.3	Bioerdgasbetrieb.....	61
3	Beispielwirkung.....	62
3.1	Folgeprojekte mit der gleichen Technologie.....	62
4	Öffentlichkeitsarbeit.....	63
4.1	Führungen und Vorträge.....	63
4.2	Flyer, Presse, Veröffentlichungen.....	64

## 1 Projekt

---

### 1.1 Einführung

---

Beim biologischen und chemischen Abbau von organischem Abfall in Mülldeponien entsteht Deponiegas, das in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) in Strom und Wärme umgewandelt werden kann. Seit 2005 ist es in Deutschland aber verboten, Abfälle einzulagern ohne sie vorzubehandeln, so dass seither kaum noch organisches Material auf den Deponien angefallen ist. Diese an sich erfreuliche Entwicklung führt dazu, dass die Menge des in Mülldeponien entstehenden Deponiegases kontinuierlich sinkt und eine stärker schwankende Qualität besitzt. Bei einer Nutzung in einem BHKW bereiten diese beiden Faktoren Probleme, da für den Betrieb der Anlage ein Methangehalt > 45% (besser > 50%) und eine weitgehend gleichbleibende Gasmenge erforderlich sind.

In den 300 bereits geschlossenen oder bald schließenden deutschen Deponien entstehen gleichzeitig in den nächsten Jahren noch etwa 180 Mio. Kubikmeter Deponiegas, das die Deponiebetreiber wegen seiner minderen Qualität oft ohne energetische Nutzung abfackeln müssen.

Die Abfallwirtschaft und Stadtreinigung Freiburg GmbH (ASF), die Reterra GmbH (ehemals Remondis-BKF GmbH) und die badenovaWärmePlus GmbH & Co. KG lösen das Problem mit einem innovativen Verfahren. Dabei werden Qualitäts- und Quantitätsschwankungen des Deponiegases mit Biogas und Biomethan ausgeglichen. Anschließend verwertet das Blockheizkraftwerk Landwasser das Gasgemisch zu Strom und Heizwärme und erbringt so in zehn Jahren rund 101.500 Megawattstunden mehr Energie als nicht kombinierte Verfahren.

Das Biogas dafür stammt aus der Bioabfallvergärungsanlage der Reterra GmbH in der Tullastraße in Freiburg und wird über eine neu verlegte, ca. 1,5 km lange Gasleitung der rund 4 km langen und bereits seit 1990 zwischen Deponie Eichelbuck und BHKW Landwasser bestehenden Deponiegasleitung zugeführt. Im BHKW Landwasser erfolgt im zweiten „Reformierungsschritt“ die Zuspeisung von Biomethan.

Weil Regel- und Verfahrenstechnik noch unerprobt sind, prüft der zwei Jahre andauernde Testlauf in verschiedenen Phasen unterschiedliche Gasmischungsverfahren um den Prototyp zu optimieren.

Mindestens 45 weitere Deponien in Deutschland eignen sich für das Verfahren und lassen mit einem Potential von 27 Millionen Kubikmetern Deponiegas eine Ausbeute von 100 Gigawattstunden CO<sub>2</sub>-neutraler Energieerzeugung erwarten.

## 1.2 Grundlagen

In den folgenden Unterkapiteln werden die Grundlagen für die Ausarbeitung eines Optimierungskonzeptes vorgestellt. Zunächst werden die Eckdaten des Wärmenetzes beschrieben, dann die Wärmeerzeugung mit den verschiedenen BHKW-Modulen und den Spitzenlastkesseln und im Weiteren das innovative Brennstoffkonzept zur Sicherstellung der Brennstoffversorgung am Standort Freiburg Landwasser.

Die Karte, Abbildung 1, zeigt eine Übersicht über die zur Wärmeerzeugung in Landwasser nötigen Produktionsstätten und die Lage der Wärmeabnahmestruktur.

Das Wärmenetz im Stadtteil Freiburg-Landwasser (blauer Kreis) wird von der Heizzentrale (roter Kreis) mit Wärme beliefert. Über eine Mischgasleitung (gelbe Kurve) wird das Heizkraftwerk vom Mischpunkt (schwarzer Punkt) aus mit Brennstoff versorgt.

Die Deponie Eichelbuck (oranger Kreis), von der das Deponiegas via Deponiegasleitung (orange Kurve) bezogen wird, ist ebenso zu sehen wie die Biogasanlage in der Tullastraße (grüner Kreis) und die Biogasleitung (grüne Kurve) zum Mischpunkt.



Abbildung 1: Lageplan Freiburg Landwasser, Deponie Eichelbuck & Biogasanlage Tullastraße

### 1.2.1 Wärmenetz

Im Stadtteil Freiburg Landwasser besteht seit 1966 ein Wärmenetz, welches kontinuierlich erweitert, instandgehalten und zum Teil saniert wird. Das Rohrleitungsnetz mit einer Gesamtlänge von ca. 15 km versorgt den Stadtteil Freiburg Landwasser, also ca. 2.500 Haushalte, das Diakoniekrankenhaus, die Gewerbeakademie, Schulen und ein Einkaufszentrum, mit Wärme. Das Wärmenetz besteht aus erdverlegten Stahlrohren mit Nennweiten von DN 32 bis hin zu DN 400.

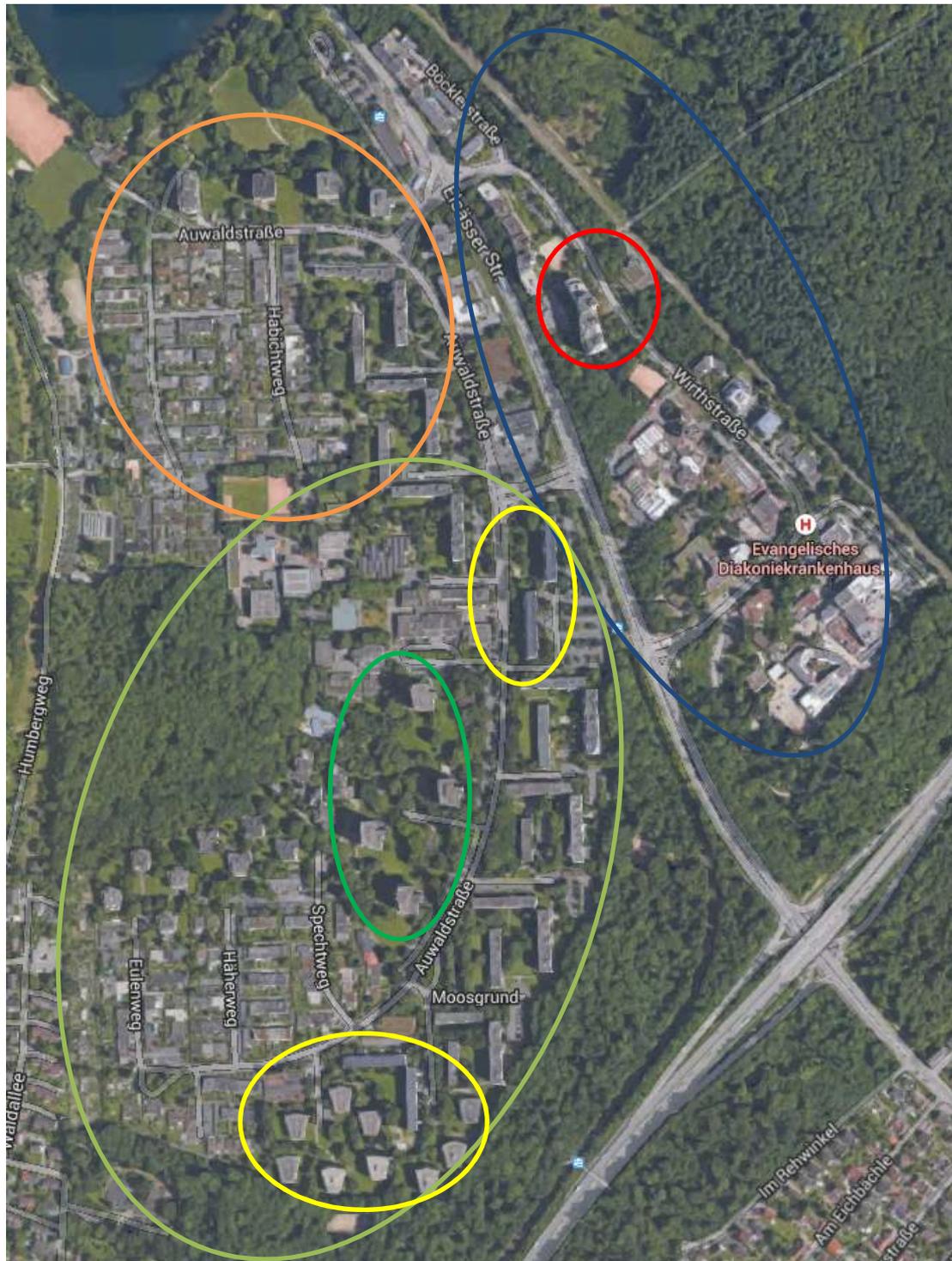


Abbildung 2: Übersicht Landwasser

Es gibt sowohl Doppelrohr- als auch Einzelrohrstränge. Die Bestandsleitungen von 1966 sind, im Gegensatz zu den neuen mit Polyurethane-Schaum (PU-Schaum) gedämmten und kunststoffummantelten erdverlegten Rohren, teilweise in Hauben Kanälen verlegte Stahlrohre mit Mineralwolldämmung und Teerpappenummantelung. Zudem gibt es auch in Faserzement-Mantelrohre verlegte Stahlrohre mit Mineralwolldämmung. Da ein Großteil des Netzes aus den sechziger Jahren stammt, haben die Hausanschlüsse einige Besonderheiten aufzuweisen. Sie sind größtenteils als direkter Anschluss ausgeführt und nicht indirekt in Form von Wärmeübertragern. Vergleichbar mit einem Zweirohrheizungssystem wird über ein Ventil ein Teilstrom des Vorlaufs für ein Gebäude abgegriffen. Hierfür werden dann auch Rohrleitungen durch die Keller der Wohnungsblöcke geführt. Es handelt sich dabei um unter den Kellerdecken aufgehängte Stahlrohre mit Mineralwolldämmung und einer Ummantelung aus Kunststoff oder bei den älteren Installationen mit Ummantelung aus Gipsbandagen. Diese Lösung ist wesentlich preiswerter als die Installation von je nach Haustyp recht großen Wärmeübertragern, hat aber auch einige Nachteile, wie etwa das Fehlen der hydraulischen Entkopplung des Abnehmers vom Wärmenetz.

Das Wärmenetz lässt sich in drei Teilabschnitte unterteilen (siehe Abbildung 2), das Primärnetz (blauer Kreis) sowie die Sektionen Süd I (orangener Kreis) und Süd II (hellgrüner Kreis). Das Primärnetz beinhaltet hierbei die Verrohrung der Heizzentrale (roter Kreis), die beiden  $100\text{ m}^3$  Wärmespeicher, die Verrohrung der nachgeschalteten Spitzenlastkessel sowie die Rohrleitungen zu den Wärmeübergabestationen der Sektionen Süd I und Süd II. Im Rahmen von Umbauarbeiten wurde auch der vormals als Sektion Mitte bekannte Leitungsabschnitt, welcher die komplette Wirthstraße inklusive Diakoniekrankenhaus und Gewerbe Akademie beinhaltet, von seinem Wärmeübertrager befreit und direkt an das Primärnetz angeschlossen. Der statische Netzdruck beträgt 3,2 bar und wird um bis zu 1,8 bar durch die Netzpumpen erhöht. Bis auf das Diakoniekrankenhaus sind alle Gebäude in der Wirthstraße mit Wärmeübertragern vom Primärnetz entkoppelt, so auch das größte Hochhaus in Landwasser, das wegen seiner Höhe eigene Pumpen hat, die einen statische Druck von ca. 7,5 bar mit ca. 1 bar Förderdruck aufweisen.

Das Wärmenetz der Sektionen Süd I & Süd II ist auf einen Druck von 6 bar ausgelegt. Die Sektion Süd I umfasst die Versorgung des nördlichen Teils der Auwaldstraße und beinhaltet mehrere Hochhäuser und Wohnblöcke. In der Übergabestation konnte auf eine eigene Druckhaltung verzichtet werden. Eine Spezialkonstruktion kann durch Überbrücken des Wärmeübertragers mittels kleinen Leitungen, welche mit Regelventilen versehen sind, zwischen den Vorläufen und dem sekundärseitigen Vorlauf sowie dem primärseitigen Rücklauf eventuelle Druckabfälle ausgleichen. Der statische Netzdruck beträgt hier 3,5 bar mit einem durch die Pumpen erzeugten Differenzdruck von ca. 1,1 bar.

Die Sektion Süd II umfasst die Versorgung des südlichen Teils der Auwaldstraße, die des Auwaldhofes, des Moosgrunds, sowie die der Hochhäuser der nördlichen Teile des Eulenwegs, des Häherwegs und des Spechtwegs. Das Versorgungsgebiet Süd II ist das Größte der Netze in Landwasser und versorgt mit seinem Rohrnetz mehrere Hochhäuser und diverse Wohnblöcke. Die Übergabestation Süd II hat im Gegensatz zu der Station Süd I eine eigene Druckhaltung. Der statische Druck des Teilnetzes beträgt 5,6 bar. An den vier Hochhäusern der Auwaldstraße (dunkelgrüner Kreis) wird ein Förderdruck von 1,4 bar nach den Pumpen benötigt. Für das restliche Netz der Sektion reichen die Pumpen im Rücklauf aus. Auch in der Sektion Süd II wurde das Wärmenetz schon teilweise saniert, so sind unter anderem einige Wohngebäude (gelbe Kreise) mit Wärmeübertragern nachgerüstet worden.

Das gesamte Wärmenetz Landwasser hat 2013 eine Wärmemenge, wie in der Abbildung 3 dargestellt ist aufgenommen (Fläche unter der blauen Kurve). Die maximale Abnahmeleistung konnte mit 10.062 kW festgehalten werden, bei einer thermischen Grundlast von 1.112 kW.

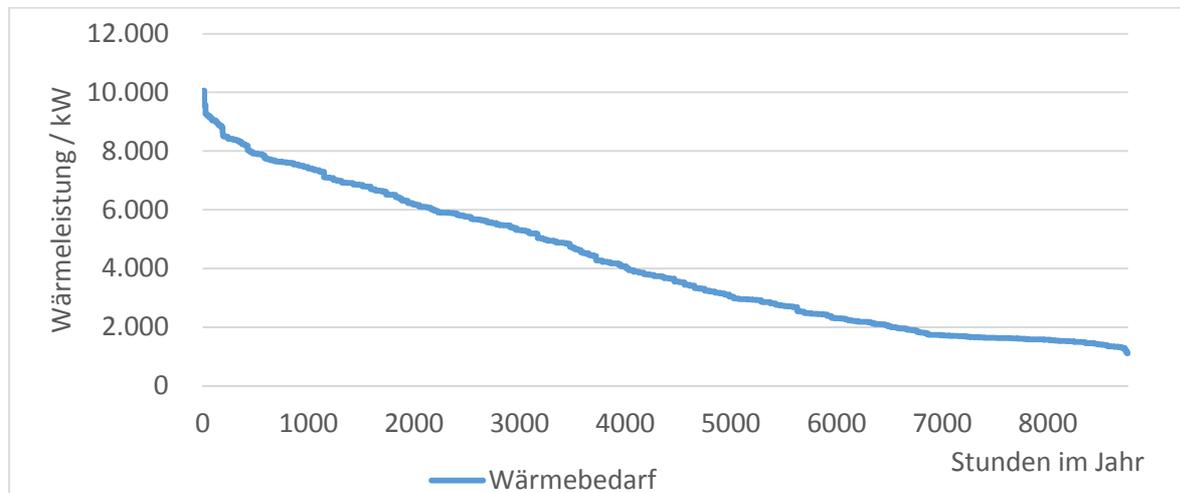


Abbildung 3: Geordnete Jahresdauerlinie Wärmenetz Landwasser 2013

Den nachfolgenden Diagrammen sind verschiedene Wärmelastgänge, von unterschiedlichen Jahreszeiten, zu entnehmen. Abbildung 4 zeigt einen typischen Wintertag mit einer mittleren Außentemperatur von -4,1 °C. Hierbei wird deutlich, dass an einem so kalten Tag eine Wärmeabnahmeleistung von maximal 10.062 kW und minimal 5.879 kW abzulesen sind.

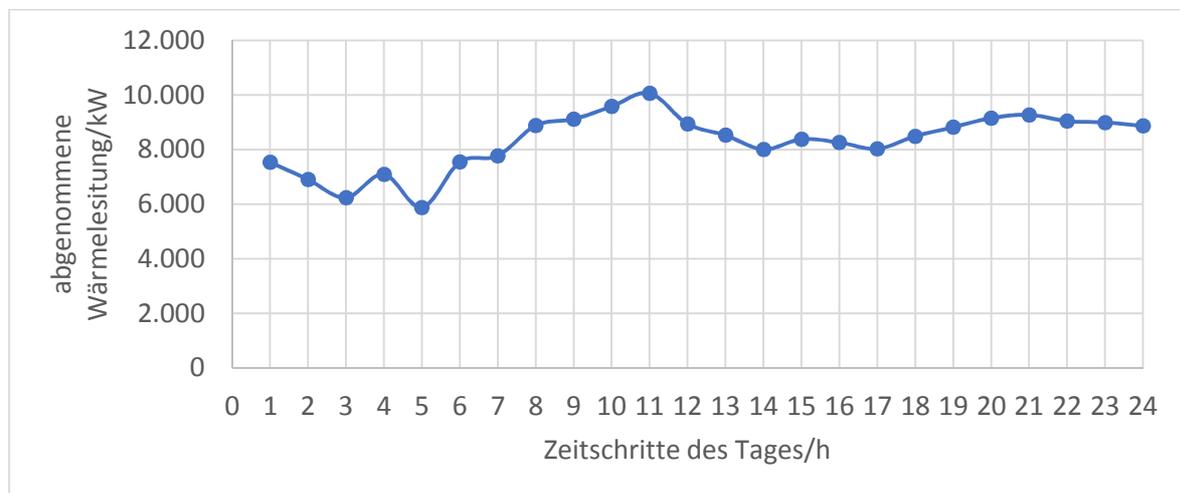


Abbildung 4: Wärmelastgang Wintertag

Ein typischer Sommertag mit einer mittleren Außentemperatur von 24,3 °C ist in Abbildung 5 zu sehen. Selbst an einem so warmen Tag besteht eine Wärmeabnahmeleistung von mindestens 1.112 kW und der Wärmebedarf im Netz liegt bei 36.285 kWh/Tag.

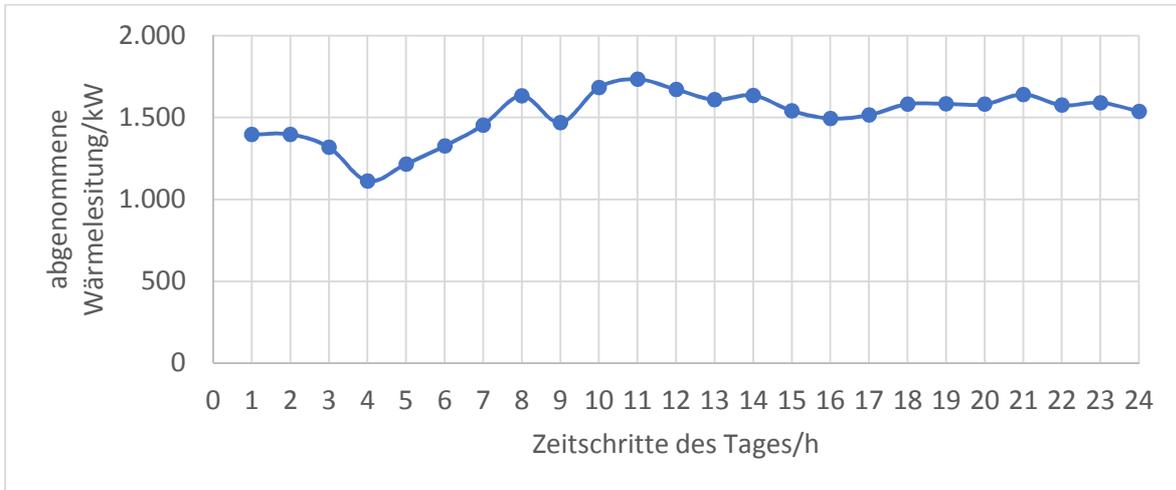


Abbildung 5: Wärmelastgang Sommertag

Für die Jahresmittelaußentemperatur in Freiburg von ca. 11,4 °C, welche auch für typische Frühjahres- und Herbsttage steht, kann man den Mustertag siehe Abbildung 6 betrachten. Es ist eine Wärmeabnahmeleistung von mindestens 2.811 kW und ein Wärmebedarf im Netz von 83.924 kWh/Tag zu erkennen.

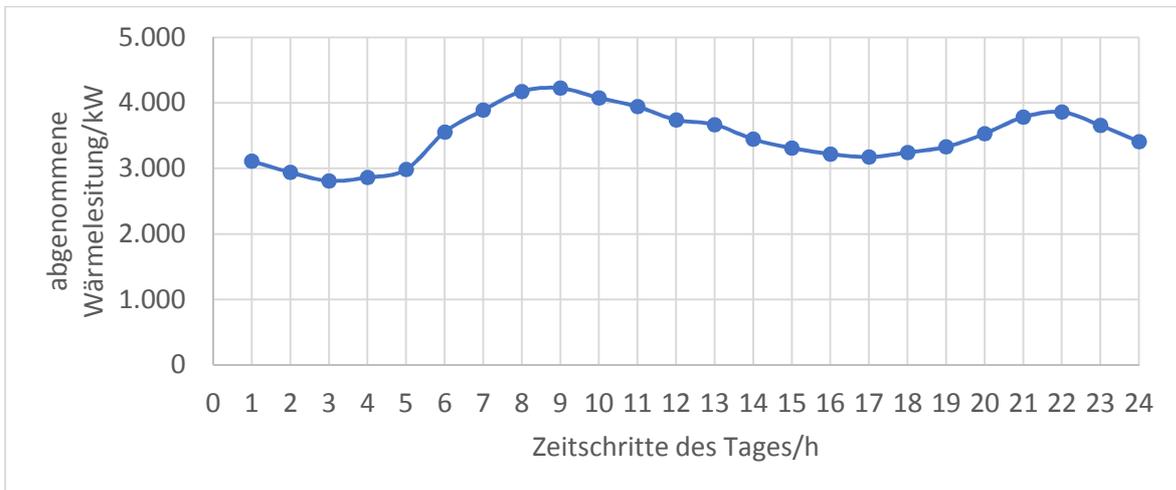


Abbildung 6: Wärmelastgang Tag Übergangszeit

## 1.2.2 Wärmeerzeugung

Die benötigte Wärmemenge für das Wärmenetz in Landwasser wird seit 1991 in einem zentralen Heizkraftwerk erzeugt. Das Heizkraftwerk Landwasser besteht aus zwei Gebäuden. Die Blockheizkraftwerke (BHKW oder BHKW-Module) sind in der Maschinenhalle in der Wirthstraße 3 untergebracht. Durch die Wärmeauskopplung erwärmen sie den Rücklauf des Wärmenetzes, welcher über die Rücklaufsammelschiene abgegriffen wird, auf 90 °C. Parallel zu den BHKW-Modulen sind zwei 100 m<sup>3</sup> große Wärmespeicher, mit einer Speicherwirkung von etwa 4.300 kWh, zwischen der Vorlauf- und Rücklaufsammelschiene angeschlossen. Die BHKW-Module sind somit hydraulisch vom Wärmenetz entkoppelt. Durch die Netzpumpen wird das Wasser in die nachgeschalteten Spitzenlastkessel transportiert, welche bei Bedarf, durch eine außentemperaturgeführte Vorlauftemperaturregelung (siehe Abbildung 7) die Temperatur des Vorlaufs erhöhen. Die Spitzenlastkessel bilden den zweiten Teil des Heizkraftwerks. Sie sind in der Heizzentrale auf der gegenüberliegenden Straßenseite (Wirthstraße 16) installiert. Das Heizungswasser wird über dieses Primärnetz weiter zu den Kunden verteilt.

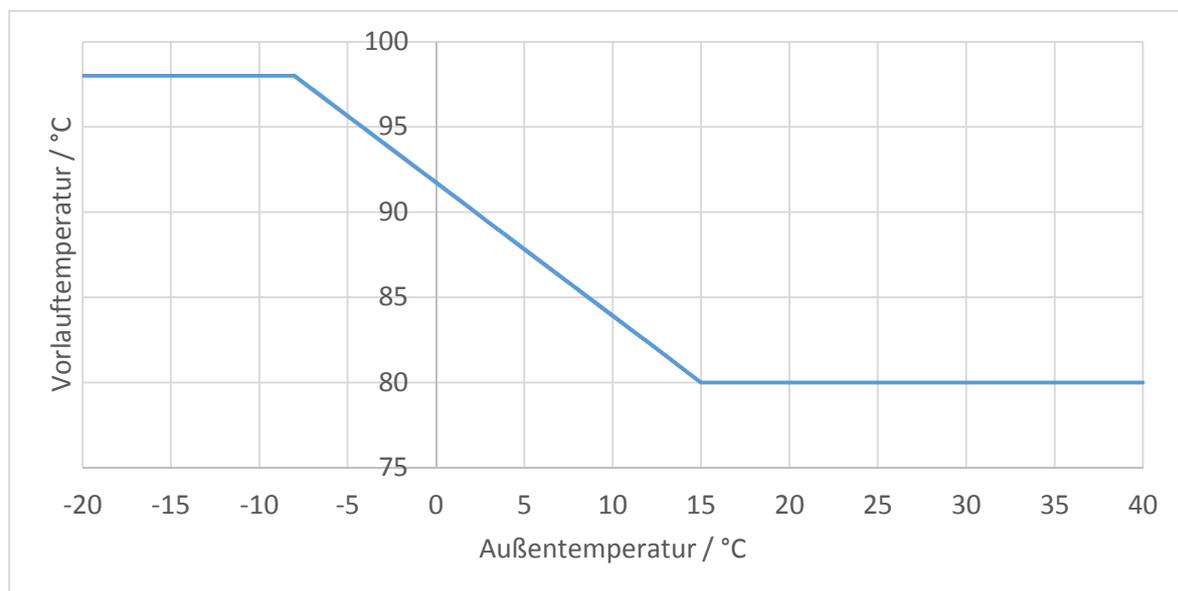


Abbildung 7: Außentemperaturgeführte Vorlauftemperaturregelung

In den nachfolgenden Unterkapiteln werden die einzelnen Wärmeerzeuger detaillierter beschrieben.

### 1.2.2.1 Blockheizkraftwerke

Die Bereitstellung der Grundlastwärme in Landwasser erfolgt mit Blockheizkraftwerken, sogenannten BHKW oder BHKW-Modulen. Ein BHKW ist eine technische Anlage, die gleichzeitig Strom und Wärme bereitstellt, also eine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK-Anlage).

Die Hauptkomponenten eines BHKW-Modules sind die Antriebseinheit (Gasmotor, Gasturbine, o.ä.), der Generator zur Stromerzeugung und die Wärmeübertrager zur Wärmeauskopplung. Bei speziellen Anwendungen bei denen z.B. die Abwärme zur Dampferzeugung genutzt werden soll, kommen Gasturbinen mit höheren Abgastemperaturen zum Einsatz. In Landwasser werden jedoch ausschließlich Verbrennungsmotoren eingesetzt, denn im kleineren und mittleren Leistungsbereich haben sich modifizierte Otto- und Dieselmotoren aus der Serienfertigung der Automobilbranche bewährt.

In Abbildung 8 ist das Funktionsschema eines BHKW-Moduls auf Basis eines Verbrennungsmotors (Nummer 1 - Ottomotor) dargestellt. Der Motor wandelt in einem thermodynamischen Kreisprozess (Ottoprozess) die Energie des Brennstoffs in Bewegungsenergie und Wärme um. Im Falle von Gasmotoren dient als Brennstoff ein Gas, etwa Erdgas, welches nach der Gasregelstrecke im Gasmischer mit Luft gemischt wird, um ein brennbares Gemisch zu erzeugen und eine schadstoffarme Verbrennung zu erzielen. Diese Schadstoffminimierung wird bei  $\lambda = 1$ -Motoren mit einem nachgeschalteten 3-Wege-Katalysator und beim Magermotor durch abmagern des Brennstoff-Luft-Gemisches erreicht.

Die Bewegungsenergie der Kolben wird auf die Kurbelwelle übertragen, welche mittels Kupplung mit dem Generator (Nummer 2) verbunden ist und den Generator antreibt. Moderne Generatoren haben hohe Wirkungsgrade und können nahezu die gesamte Bewegungsenergie in Strom umwandeln. Die Wärmeauskopplung moderner BHKW-Module erfolgt mit mehreren Wärmeübertragern, die Abwärme an verschiedenen Positionen des Motors bei unterschiedlichen Temperaturniveaus abgreifen. In der Regel wird der Rücklauf des Heizungswassers zunächst mit dem kältesten Temperaturniveau vorgeheizt, in diesem Fall mit einem Schmieröl-Wärmeübertrager (Nummer 5). Anschließend folgt der Kühlwasser-Wärmeübertrager (Nummer 4) und die Nutzung der Wärmeenergie des heißen Abgases im Abgas-Wärmeübertrager (Nummer 3).

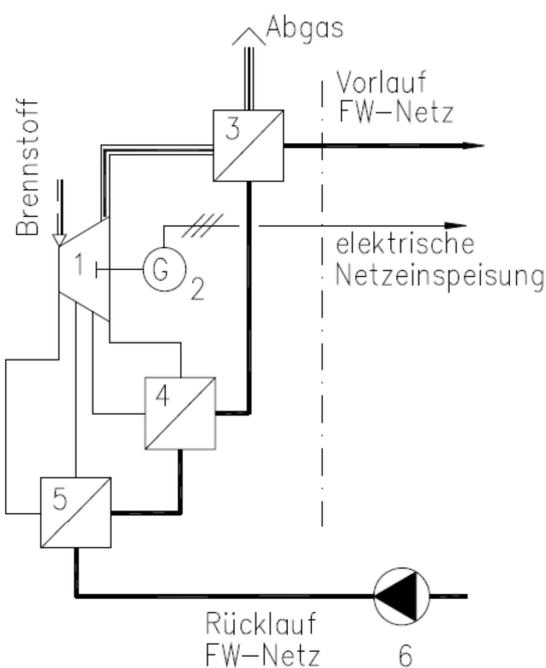
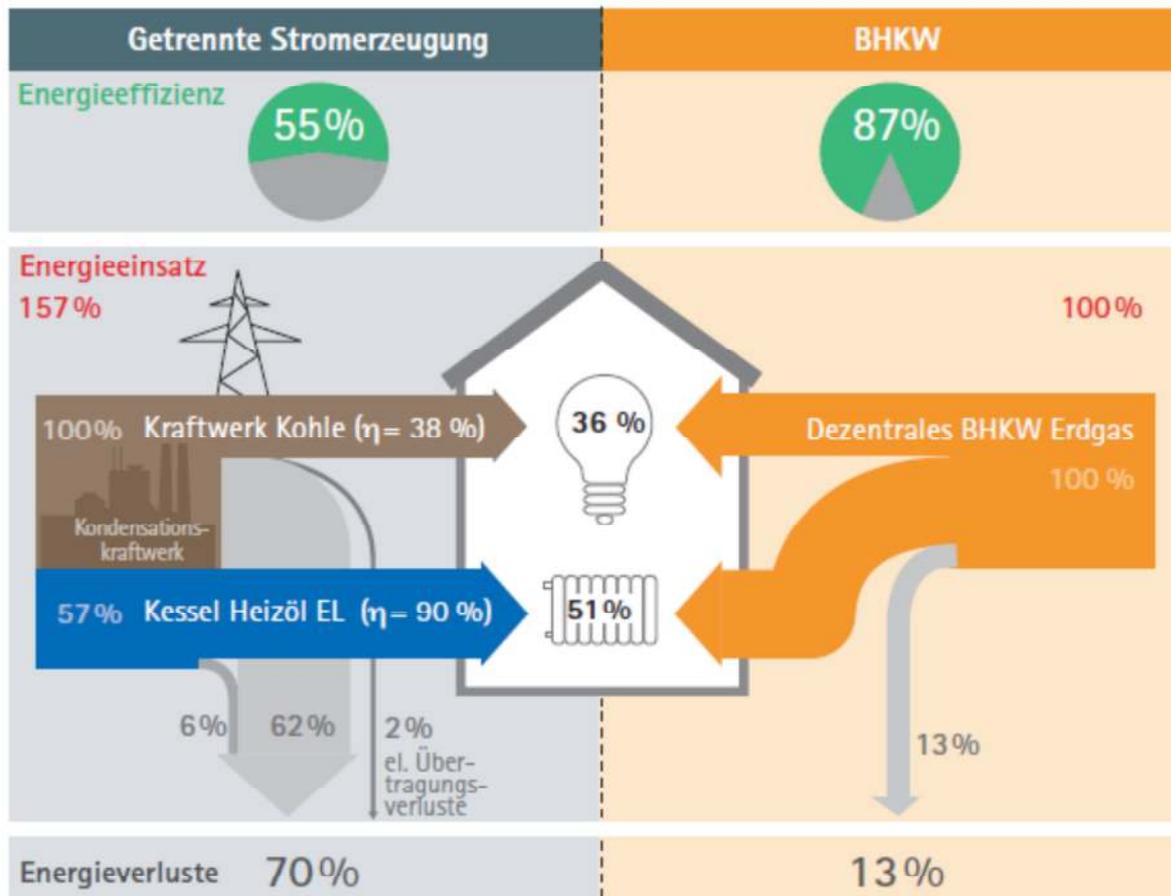


Abbildung 8: Funktionsschema BHKW-Modul

Um ein BHKW-Modul wirtschaftlich zu betreiben sind in der Regel lange Laufzeiten notwendig, da die im Vergleich zum Kessel höheren Investitionskosten durch den Stromgewinn refinanziert werden müssen. Diese können nur bei einer ganzjährigen Wärmeabnahme erreicht werden. Das Wärmenetz in Landwasser mit seiner ganzjährig hohen Wärmeabnahme bietet also eine gute Grundlage für den wirtschaftlichen Betrieb von BHKW-Modulen.

Aus ökologischen Gesichtspunkten sind BHKW-Module eine gute Wahl für den Standort Landwasser. Im direkten Vergleich zu einer getrennten Strom- und Wärmeerzeugung lässt sich mit KWK-Anlagen eine Primärenergieeinsparung von ca. 36 % erzielen (siehe Abbildung 9). Bei getrennter Erzeugung werden 157 % Brennstoffeinsatz, im Vergleich zu 100 % Brennstoffeinsatz bei der KWK-Anlage, zur Deckung von 51 % Wärme und 36 % Strom benötigt.



**Einsparung Primärenergie\* durch BHKW: 36 %**

*\* natürlich vorkommende Energieträger wie z.B. Erdgas, Rohöl, Kohle, Holz ohne Verluste aus nachgelagerten Umwandlungs- und Transportprozessen.*

Abbildung 9: Vergleich KWK zu dezentraler Strom- und Wärmeerzeugung

Als Brennstoffe für den Betrieb von BHKW-Modulen werden neben Erdgas und Heizöl auch vermehrt regenerative Energieträger wie z.B. Bioerdgas, Biogas, Deponiegas, Klärgas, Grubengas oder Pflanzenöl eingesetzt.

Insbesondere durch den Einsatz von regenerativen Energien als Brennstoff für ein BHKW-Modul, lässt sich die ohnehin schon erhebliche Primärenergieeinsparung gegenüber getrennter Strom- und Wärmeerzeugung nochmals deutlich verbessern.

Folgende drei BHKW-Typen sind in Landwasser verbaut.

#### 1.2.2.1.1 Eigenstrom Blockheizkraftwerk

Das Heizkraftwerk Landwasser hat einen Eigenstrombedarf von ca. 850 MWh/a. Um die Kosten für den durch Nebenaggregate, wie etwa Lüftungsanlagen, Rauchgasgebläse und Pumpen, verbrauchten Strom zu mindern, wurde im 1. Quartal 2014 ein Erdgas-BHKW (GS50E) der Firma Schleif Automation mit 50 kW elektrischer und 87 kW thermischer Leistung in der Maschinenhalle installiert. Bei einer Verfügbarkeit des BHKW-Moduls von 95% sollen etwa 8.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr erreicht und rund 400 MWh/a Strom und 640 MWh/a Wärme erzeugt werden. Der erzeugte Strom wird über eine eigens dafür errichtete Niederspannungshauptverteilung direkt im Heizkraftwerk verwendet. Etwaige Überschüsse in der Stromerzeugung werden in das Versorgungsnetz der badenovaNETZ GmbH eingespeist und nach KWK-Gesetz (KWK-G) vergütet. Die erzeugte Wärme dient als Grundlast für die Wärmeversorgung.

#### 1.2.2.1.2 Holzvergaser mit Holzgasblockheizkraftwerk

Um auch in Zukunft einen hohen Anteil Wärme aus nachhaltiger Erzeugung sicherzustellen, wurde im 1. Quartal 2014 ein Holzpelletvergaser der Firma Burkhardt zusammen mit einem BHKW der Firma MAN mit Zündstrahlmotor, welches speziell auf die Verbrennung dieses Holzschwachgases abgestimmt wurde, errichtet.

Mit einer Systemleistung von ca. 180 kW elektrisch und 250 kW thermisch wird der Holzvergaser als Grundlastwärmeerzeuger betrieben, wodurch ein homogener und weitgehend störungsfreier Betrieb erreicht werden soll.

Es kann von 7.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr ausgegangen werden. In dieser Zeit sollen etwa 1.350 MWh/a Strom und 1.875 MWh/a Wärme erzeugt werden. Hierzu werden jährlich etwa 825 t/a Holzpellets und zusätzlich 30 m<sup>3</sup>/a Biodiesel zur Unterstützung der Zündung des Holzgasmotors benötigt. Durch die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom wird eine optimale Nutzung des regenerativen Energieträgers Holz von rund 78 % der zugeführten Brennstoffenergie erreicht. Wie aus Abbildung 10 ersichtlich wird, besteht die Anlage aus einem neuartigen Holzvergaser (HVG), welcher das Holzgas aus Holzpellets mittels Pyrolyse produziert. Das entstandene Schwachgas wird im Zündstrahlmotor mit Hilfe von Zündöl verbrannt. Der vom Verbrennungsmotor angetriebene Generator des BHKW erzeugt Strom, die Kühlwasser- und Abgaswärme wird dabei vollständig ausgekoppelt und zusammen mit der thermischen Leistung des Holzvergasers dem Wärmenetz zur Verfügung gestellt. Als Reststoffe entstehen beim Holzvergaser Kondensat und Ascheausstrag.

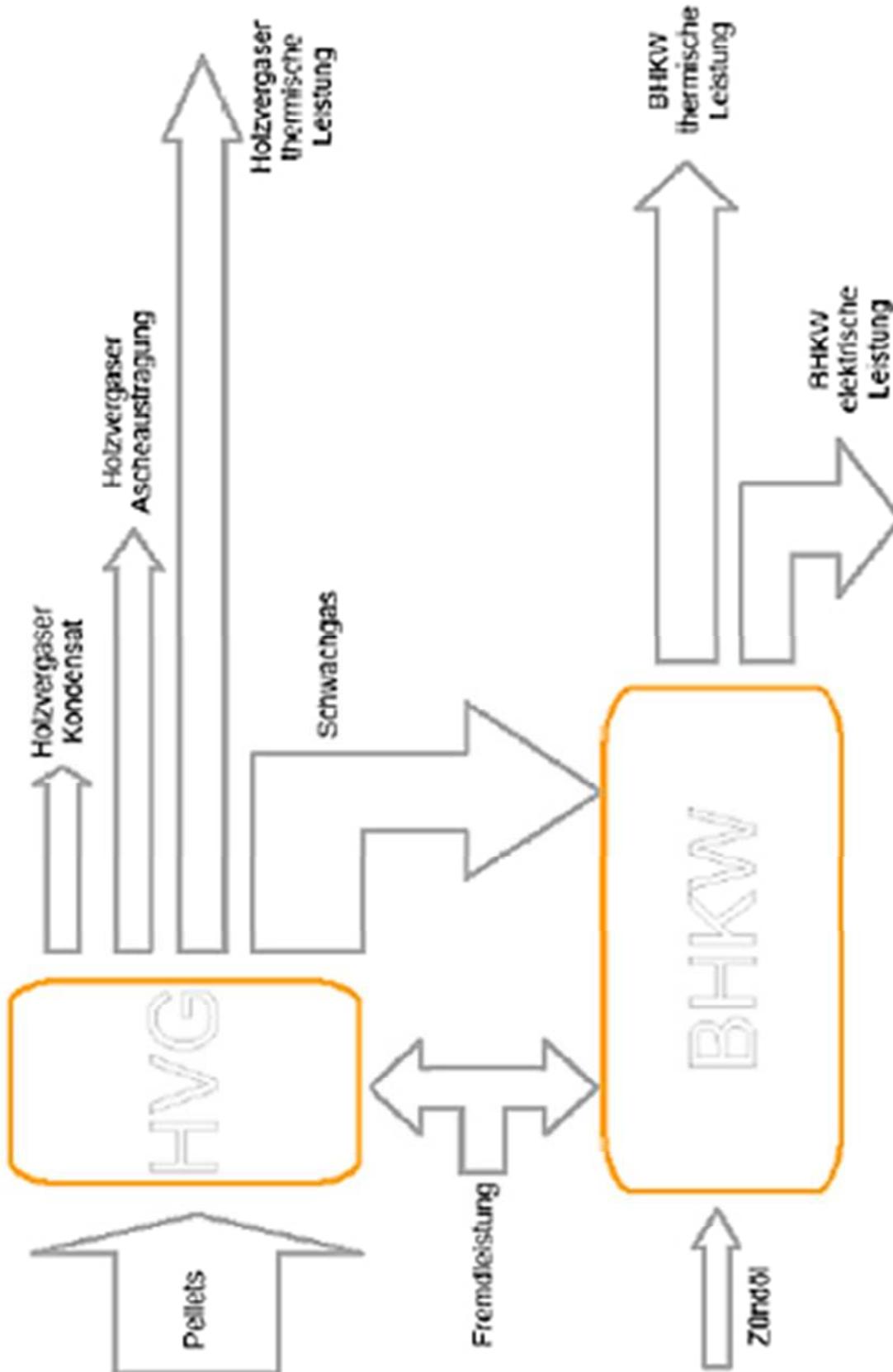


Abbildung 10: Schema Holzvergaser

### 1.2.2.1.3 Mischgasblockheizkraftwerke

Zur Erzeugung von Wärme und Strom wurden bereits bei Errichtung des Heizkraftwerks Landwasser im Jahr 1991, fünf MWM TBG 604 BV 12 Module installiert. Zwei dieser Otto-Magergemisch-Motoren wurden ausschließlich mit Erdgas betrieben. Die elektrische Leistung je Modul lag bei 729 kW und die thermische Leistung je Motor bei 1.201 kW. Die anderen drei Gasmotoren konnten wahlweise mit Deponiegas oder Erdgas betrieben werden. Bei Deponiegasbetrieb lag die elektrische Leistung im Deponiegasbetrieb je Modul bei 671 kW und die thermische Leistung bei 1.177 kW je Aggregat. Bei einem Heizwert des Deponiegases von 5 kWh/m<sup>3</sup>, lag der Deponiegasverbrauch je Motor unter Vollast bei etwa 410 Nm<sup>3</sup>/h.

Die Mischgas-BHKW-Module des Heizkraftwerks Landwasser wurden bis zum Jahr 2003 vorrangig wärmegeführt betrieben. Da das Deponiegasaufkommen im Zeitraum von 1992 bis 2003 aber phasenweise deutlich höher lag als der erforderliche Deponiegasbedarf für die Wärmeerzeugung, musste teilweise verwertbares Deponiegas mit Hilfe einer auf der Deponie installierten Fackelanlage verbrannt werden. Mit dem Abschluss der Optimierungsmaßnahmen im Jahr 2004, wurden BHKW-Module im HKW Landwasser in Bezug auf Anlagenverfügbarkeit und Gasverwertung saniert und umgebaut. Das HKW Landwasser wurde mit einem weiteren Tischkühler ausgerüstet. Das Deponiegasaufkommen konnte dadurch dauerhaft zur Stromerzeugung genutzt werden.

### 1.2.2.2 Spitzenlastkesselanlage (SKA)

---

Als Redundanz zur Wärmeerzeugung der BHKW-Module und zur Deckung des Spitzenlastwärmebedarfs sind in der Wirthstraße 16 zwei Umkehrbrennkammerkessel, also Großwasserraumkessel in Zweizug-Bauweise, verbaut. Hierbei handelt es sich um zwei Omnimat 16.1 PG mit jeweils 7 MW thermischer Leistung. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Landwasser, sind die Kessel für den Zweistoffbetrieb ausgelegt. Sie können, neben Erdgas, auch mittels Heizöl, aus zwei erdverlegten Heizöllagertanks mit einem Inhalt von je 100.000 Liter, mit Brennstoff versorgt werden.

Die Kessel können zusammen 14 MW Spitzenleistung bereitstellen und somit auch ohne Wärmeerzeugung durch die BHKW-Module den Spitzenwärmeleitungsbedarf des Netzes von rund 10 MW ohne Probleme decken.

Als Notkessel ist zusätzlich noch ein dritter Kessel, ein Viessmann Turbomat-R mit 2,9 MW thermischer Leistung in der Heizzentrale, installiert. Dieser ölversorgte Kessel wird nur bei Ausfall eines Großteils der anderen Wärmeerzeugungsanlagen benötigt und ist eigentlich nie in Betrieb, wird aber als Notreserve vorgehalten.

### 1.2.2.3 Geordnete Jahresdauerlinie mit allen Wärmeerzeugern

---

Im nachfolgenden Diagramm (Abbildung 11) ist die geordnete Jahresdauerlinie mit den eingezeichneten nach Priorität kumulierten Leistungen der BHKW-Module dargestellt. Die Fläche zwischen Wärmebedarf (blaue Linie) und der obersten BHKW-Erzeugung (gelbe Linie) ist die durch den Kessel bereitzustellende Wärmemenge.

Der Holzvergaser wird mit der höchsten Priorität betrieben. Ein Abschalten des HVG sorgt für einen hohen Aufwand, da der Reaktor ausgeräumt, neu beschickt, fremdgezündet und überwacht werden muss bis wieder stabile Temperaturniveaus vorhanden sind. Es wird also versucht den HVG möglichst lange durchlaufen zu lassen und ein Abschalten des HVG aus Mangel der Wärmeabnahme sollte verhindert werden.

Zweite Priorität hat das Holzvergaser-BHKW. Das HVG-BHKW sollte immer laufen, wenn Holzgas erzeugt wird, da es energetisch nicht sinnvoll ist Holzgas zu erzeugen und es energetisch ungenutzt mittels Fackel über Dach zu verbrennen. Die Laufzeiten von HVG und HVG-BHKW werden mit 7.500

Vollbenutzungsstunden im Jahr angenommen. Zusammen haben sie eine thermische Leistung von 250 kW.

Das Eigenstrom-BHKW mit seinen 80 kW thermischer Leistung und einer Laufzeit von 8000 Stunden im Jahr, wird mit nächst höherer Priorität betrieben, um den Eigenstromverbrauch zu decken.

Anschließend kommen die beiden mischgasbetriebenen BHKW-Module mit einer Leistung von nominell jeweils 850 kW thermisch.

Alle BHKW-Module, mit einer Gesamtwärmeleistung von 2.030 kW, können also nahezu das ganze Jahr durchlaufen und müssen nicht aus Wärmebedarfsgründen abgeschaltet werden.

Die Laufzeit des „BHKW 2“, also des Mischgas-BHKW-Moduls mit geringerer Priorität (in der Regel das Mischgas-BHKW-Modul mit mehr Betriebsstunden) kann von ca. 6.500 Vollbenutzungsstunden auf nahezu die theoretische Laufzeit von 7.800 Stunden (siehe Abbildung 11: Schnitt der gelben „BHKW 2“-Linie mit dem blau dargestellten Wärmebedarf) erhöht werden, da die im Heizkraftwerk verbauten Wärmespeicher Teile der produzierten Wärme aufnehmen können.

**Tabelle 1: Übersicht Anlagen Landwasser thermische Leitungen**

Bezeichnung	thermische Leistung kW
Holzvergaser	70
Holzvergaser-BHKW	180
Eigenstrom-BHKW	80
Mischgas-BHKW 1	850
Mischgas-BHKW 2	850
Spitzenlastkessel	14.000
$\Sigma$	16.030

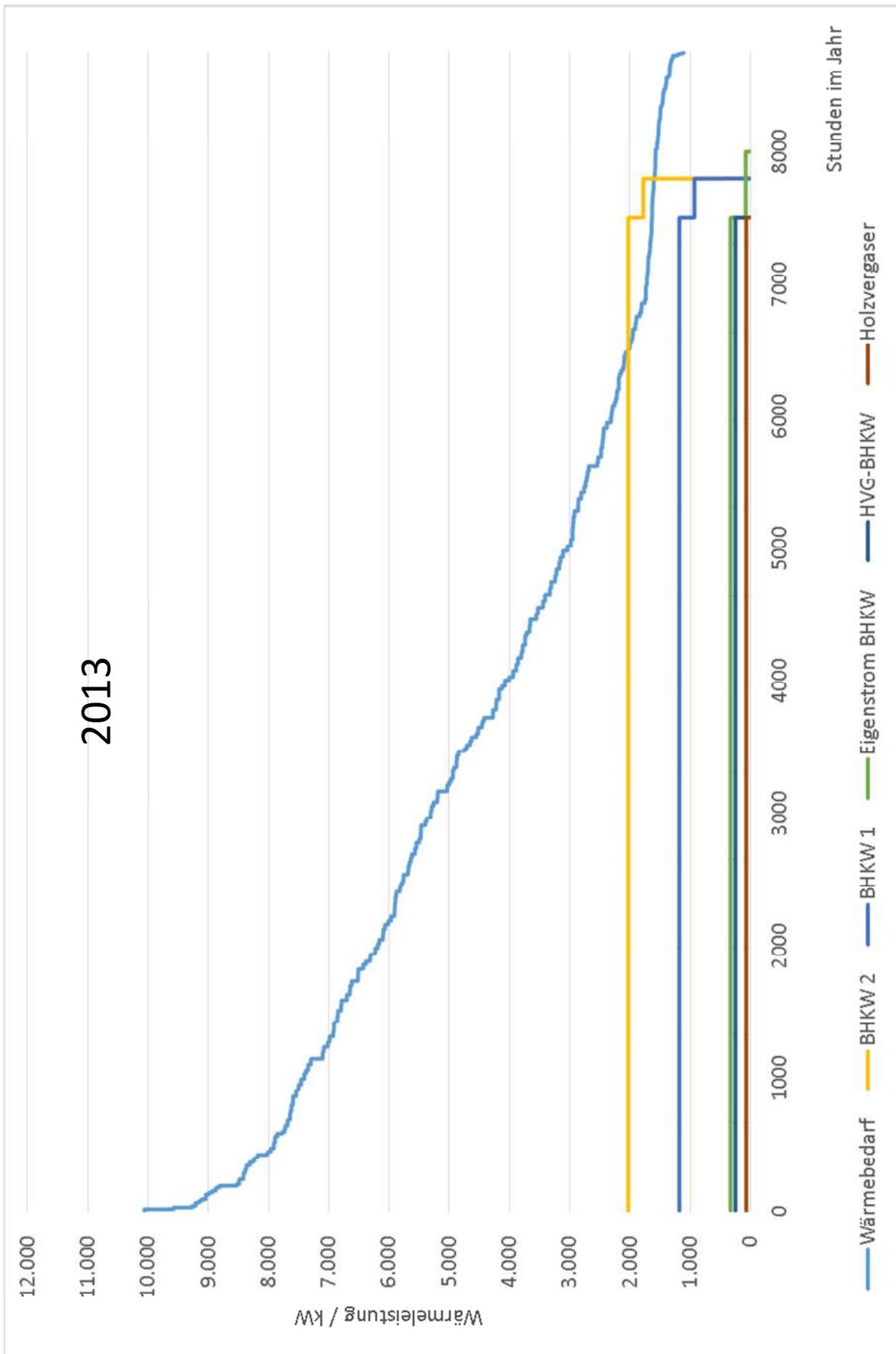


Abbildung 11: Jahresdauerlinie mit kumulierter Wärmeerzeugung Landwasser 2013

### 1.3 Zielsetzung

---

Primäres Ziel des Projekts ist die **ausschöpfende, klimafreundliche und wirtschaftliche Entgasung der Deponie Eichelbuck** durch die Deponiegasreformierung mit Biogas und Biomethan. Hierbei soll es möglich sein unabhängig von der Methankonzentration im Deponiegas und der Deponiegasmenge eine energetisch hocheffiziente Verwertung in den BHKW-Modulen in Freiburg Landwasser zu gewährleisten.

Ein weiteres Ziel ist die **Effizienzsteigerung im Bereich der Biogasnutzung**. Dies soll durch die Umwandlung des Biogases im Heizkraftwerk Landwasser zu Strom und Wärme und der dort möglichen vollständigen Wärmenutzung realisiert werden.

Als weiteres Ziel und als Konsequenz ergibt sich eine **signifikante und dauerhafte Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Wärmebedarfsdeckung im Wärmenetz Freiburg Landwasser**.

Technische Zielsetzung ist eine weitgehen **autarke, anlagenspezifische Betriebsweise** der Einzelanlagen. Gleichzeitig soll auch eine **vollständige und energetisch optimale Verwertung der verfügbaren Deponie- und Biogasmengen** erreicht werden.

Auf **Grundlage** der Betriebserfahrungen der vergangenen Jahre und auf Basis der bestehenden Anlagentechnik wird hierzu ein Konzept der **Anlagenvernetzung** entwickelt das genau dieses Ziel berücksichtigt.

Hinzu kommt die zweite Stufe der **Rohgasreformierung in den BHKW-Modulen im Heizkraftwerk Landwasser** – eine in der Form **neuartige Anlagentechnik**, deren Praxistauglichkeit im Projektverlauf und in der Inbetriebnahme Phase nachzuweisen ist.

#### Zusammenfassung der Ziele:

- Ausschöpfende, klimaschonende und wirtschaftliche Entgasung der Deponie Eichelbuck
- Effiziente Biogasverwertung
- Autarke, anlagenspezifische Betriebsweise
- Vollständige, energetisch optimale Verwertung der verfügbaren Deponie- und Biogasmengen
- Verifizierung der Praxistauglichkeit der Rohgasreformierung mit Biogas bzw. Biomethan

## 1.4 Chancen und Risiken des Vorhabens

### 1.4.1 Chancen

Die Übertragbarkeit auf andere Deponiestandorte in Deutschland und weltweit ist auf Grund der umfassenden Anlagenstruktur in Freiburg sehr gut. Zusätzlich ergeben sich auch für Standorte von Biogasanlagen ohne Wärmenutzungskonzept weitere Möglichkeiten der Effizienzsteigerung bei gleichzeitiger Sicherheit für den BHKW-Betreiber in Bezug auf die Brennstoffverfügbarkeit.

Es sind also verschiedene Ansätze möglich, wie zum Beispiel:

- Einstufige Deponiegas-, Biogasreformierung.
  - Biogasanlage wird auf dem Deponiegelände errichtet und die Deponiegasreformierung erfolgt vor-Ort. Hierbei ist ein Wärmenutzungskonzept am Deponiestandort sinnvoll.
  - Erschließung der Deponie/Biogasanlage mit einer Mikrogasleitung und Reformierung mit (Bio-)Erdgas/Biomethan in der BHKW-Anlage. Dadurch ist die Wärmeauskopplung für ein Wärmenetz möglich.
- Zweistufige Deponiegas-, Biogasreformierung:
  - Zusätzliche Einbindung einer weiteren Biogasanlage
  - Zweite Reformierungsstufe mit Biomethan/(Bio-)Erdgas

### 1.4.2 Risiken

Dank des hohen investiven Zuschusses durch den Innovationsfonds für Klima- und Wasserschutz der badenova AG, konnte das finanzielle und betriebliche Risiko für die badenovaWärmePlus GmbH & Co. KG stark verringert werden. Auf Basis der bis in das Jahr 2020 prognostizierten jährlichen Deponiegasmengen wurde die BHKW-Anlage dimensioniert und die Wirtschaftlichkeit des Projekts kalkuliert. Die Wirtschaftlichkeit hängt vorrangig von der tatsächlich zur Verfügung stehenden Deponiegasmenge ab. Abbildung 12 verdeutlicht die Brennstoffverteilung für den wirtschaftlichen und technischen Auslegungsfall.

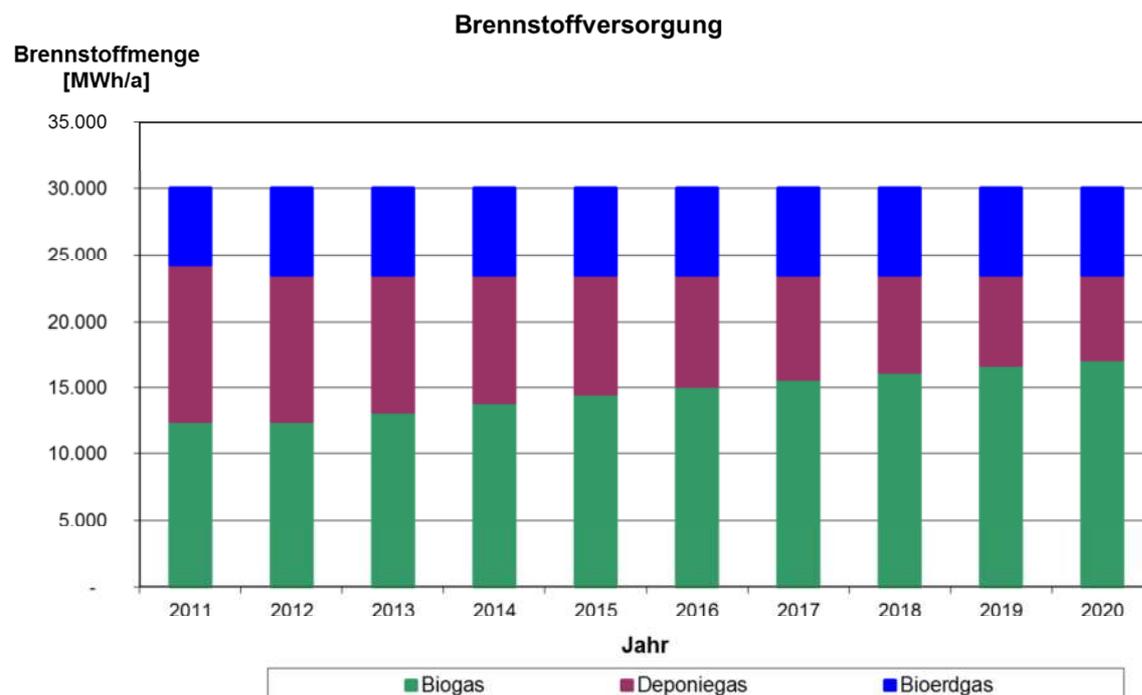


Abbildung 12: Brennstoffverteilung auf Basis der Deponiegasprognose von Ing. Büro Roth & Partner

## 1.5 Förderbedingungen

---

Der Antrag auf Gewährung einer Förderung der Deponiegasreformierung aus dem Innovationsfonds Klima- und Wasserschutz der badenova AG & Co. KG wurde durch die Abfall- und Stadtreinigung Freiburg GmbH (ASF) im Oktober 2008 eingereicht. Durch die Einbindung der Bioabfallanlage haben sich die Rahmenbedingungen im Jahr 2010 verändert. Am 10. Februar 2010 wurde daher beantragt die Förderung auf die badenovaWärmePlus GmbH zu übertragen.

Am 25 März 2010 wurde dem Änderungsantrag zugestimmt und eine Fördersumme in Höhe von 199.710 Euro bewilligt.

Zuwendungsempfänger ist jetzt die badenovaWärmePlus GmbH & Co. KG.

## 2 Projektbeschreibung

### 2.1 Projekttablauf

In den folgenden Unterkapiteln werden die verschiedenen Stadien des Projekts näher beschrieben.

#### 2.1.1 Projektidee

Bereits seit Anfang 2008 gab es von Seiten der badenovaWärmePlus und der ASF Überlegungen hinsichtlich der Optimierung und weiteren Möglichkeit der Deponiegasnutzung im Heizkraftwerk Landwasser. Da seit dem Jahr 2006 auf der Deponie eine Hygienisierung von Speiseresten erfolgt, hatte man zunächst ein Konzept zur Deponiegasreformierung mit Biogas aus einer auf der Deponie zu errichtenden Speiserestevergärungsanlage entwickelt.

Die Planung war bereits weitgehend abgeschlossen, es waren Förderanträge gestellt und die Gaslieferverträge waren unterschriftsreif.

Zum Projekt kam es jedoch nicht, da parallel zu dieser Planung die weniger risikobehaftete und auch wirtschaftlich interessantere Option der Einbindung der in Freiburg bestehenden Bioabfallvergärungsanlage der ehemaligen Remondis BKF GmbH in das Gesamtkonzept vorangetrieben wurde.

Neben und auch bedingt durch die Problematik der Deponiegasentwicklung auf dem „Eichelbuck“ und mit dem Hintergrund, dass eine ausschöpfende, klimafreundliche und wirtschaftliche Entgasung der Deponie Eichelbuck erzielt werden sollte, musste badenovaWärmePlus die bestehende Anlagentechnik im Heizkraftwerk Landwasser modernisieren. Hinzu kam das Bestreben der Reterra zukünftig die Wertschöpfung aus der Verwertung von Biogas zu erhöhen.

#### Idee der Deponiegasverwendung und -aufwertung in Freiburg

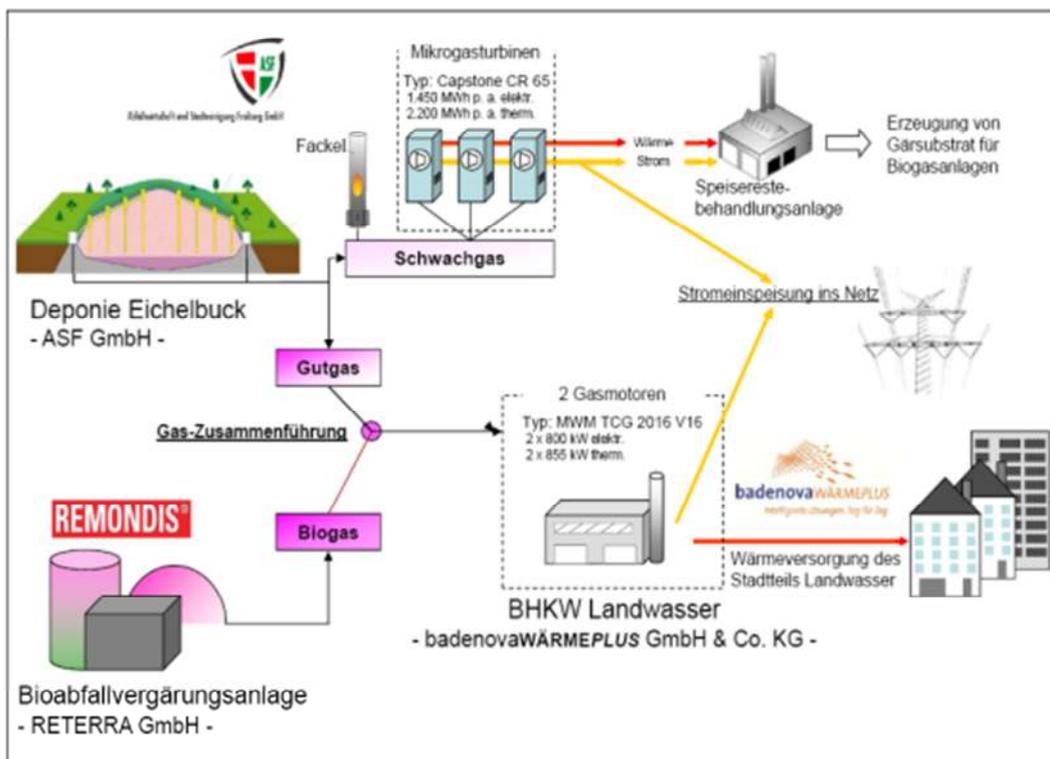


Abbildung 13: Konzept der Deponiegasverwertung

Aus der ursprünglichen und bis Mitte 2009 angestrebten Lösung eine Speiserestevergärungsanlage auf dem Eichelbuck neu zu errichten, konnte durch die Integration der bestehenden Bioabfallvergärungsanlage der Reterra sehr schnell eine neue und mit wesentlich geringerem Risiko

behaftete Lösung entwickelt werden, die darüber hinaus die Ziele und Kompetenzen der Projektpartner sehr gut vereint (Abbildung 13).

Vorteile der neuen Idee waren neben dem geringeren Investitionsrisiko im Wesentlichen folgende Punkte:

- eingespielte Betriebsabläufe (Ausschöpfung der Kernkompetenzen von ASF, Retterra und badenovaWärmePlus)
- redundante Biogasnutzung (BHKW Landwasser, Retterra)
- höheres energetisch nutzbares Potential (Summe aus Deponie- und Biogas, ca. + 50%)
- größerer Anteil regenerativ erzeugter Wärme und Strom
- höheres CO<sub>2</sub>-Einsparpotential

Die Einigung der Projektpartner zur Durchführung des Projekts und die wesentlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurden am 22.12.2009 in einem „Letter of Intent“ festgehalten (Abbildung 14).

### Letter of Intent

zwischen

Remondis BKF GmbH  
Tullastraße 68b  
79108 Freiburg

- nachfolgend "Remondis" genannt -

und

Abfallwirtschaft u. Stadtreinigung Freiburg GmbH  
Hermann-Mitsch-Straße 26  
79108 Freiburg im Breisgau

- nachfolgend "ASF" genannt -

und der

badenovaWÄRMEPLUS GmbH & Co. KG  
Tullastraße 61, 79108 Freiburg

- nachstehend "badenova" genannt -

wird folgender Letter of Intent über die Versorgung des

### BHKW-Landwasser

in

79110 Freiburg

mit Biogas und Deponiegas

geschlossen.

**Abbildung 14: Deckblatt LOI vom 22.12.2009**

Nachfolgend sind die wesentlichen Maßnahmen zur Umsetzung der Deponiegasreformierung aufgeführt:

Die bereits auf der Deponie Eichelbuck bestehende Deponiegasabsauganlage und die Verdichteranlage der Bioabfallvergärungsanlage werden umgebaut. Dadurch wird es möglich Deponiegasmenge und Biogasmenge entsprechend den Anforderungen des BHKW-Landwasser (BHKW-Motoren) in Bezug auf die Brennstoffzusammensetzung zu mischen. Dabei muss die Zumischung jeweils den sich zeitlich verändernden Mengen und Heizwerten der beiden Gasströme angepasst erfolgen.

Um dies zu ermöglichen, müssen folgende Umbauten und Ergänzungen der bestehenden Anlage durchgeführt werden:

### **1. Bioabfallvergärungsanlage - Verdichterstation**

- Anschluss für Nahgasleitung (Biogas) in bestehender Station
- Durchflussmessanlage für Biogas
- Methanmessanlage für Biogas
- Gasanalysesystem für Biogas
- Druck- und Temperaturüberwachung
- Regelorgane für Biogaszuleitung
- Regelungstechnische Einbindung und Anpassung der Biogasverdichter der „Nahgasleitung“
- Regel- und Steuereinrichtung mit Dokumentation und Auswertung
- Sicherheitseinrichtungen

### **2. Biogasleitung**

- Trassenplanung der Biogasleitung (Tullastraße und Mooswald)
- Rohr- und Tiefbau der Biogasleitung (ca. 1.500 m)
- Anschluss an Deponiegasleitung

### **3. Deponie Eichelbuck**

- Regelungstechnische Einbindung und Anpassung der Deponiegasverdichter der „Nahgasleitung“

### **4. BHKW-Landwasser**

- MSR-System für Brennstoffaufbereitung inkl. Anlagenvernetzung (Deponie Eichelbuck, Bioabfallvergärungsanlage, BHKW-Landwasser) für optimierten Anlagenbetrieb
- Gasaufbereitungsanlage (Gasreinigung, Biomethanzuspeisung)
- Durchflussmessanlage für Mischgas und Biomethan
- Methanmessanlage für Mischgas
- Druck- und Temperaturüberwachung
- Regelorgane für Biomethanzuleitung
- Regel- und Steuereinrichtung mit Dokumentation und Auswertung
- Sicherheitseinrichtungen

Im Zuge dieser Maßnahmen werden auch zwei neue BHKW Module im BHKW Landwasser installiert und die Leittechnik modernisiert.



Aktueller Stand:09.03.2011

Projekt: Eichelbuck  
 Projektnummer: 72776  
 PL: MR



Abbildung 16: Tatsächlicher Zeitplan (Deponie Eichelbuck)

- Probleme mit der Reinigungswirkung der eingesetzten Aktivkohle
  - Testphase, Ursachenforschung und Optimierungsphase hat zur Folge das vorerst keine Katalysatoren in die BHKW-Modulen eingebaut werden können (bis KW 02/2012).

### 2.1.3 Budgetplanung und Förderung

---

Die Baukosten des Gesamtvorhabens in den drei Anlagen der ASF, Reterra und badenovaWärmePlus wurden insgesamt auf rund 2,7 Millionen Euro (Bau- und Nebenkosten) geschätzt. Davon lagen im Umsetzungsbereich der badenovaWärmePlus etwa 2 Millionen Euro. Der Investitionsanteil der dabei direkt der Deponiegasreformierung zugeordnet werden konnte wurde auf rund 475.620 Euro geschätzt.

Das Vorhaben wurde durch den Innovationsfonds Klima- und Wasserschutz der badenova AG & Co. KG mit 199.710 Euro bezuschusst

## 2.2 Projektplanung

---

### 2.2.1 Energiekonzept und Studien

---

Wie aus Abbildung 11 ersichtlich, sind die beiden Mischgas-BHKW-Module das Rückgrat der BHKW-Wärmeerzeugung, jedoch musste bei der Sanierung der BHKW-Module im Jahr 2010 ein neues Konzept für die Brennstoffversorgung erarbeitet werden. Die Deponiegasmenge reichte nicht mehr aus, um die BHKW-Module mit ausreichend Brennstoff zu versorgen, damit diese den Grundlastwärmebedarf bereitstellen können. Es bestand zwar eine ca. vier Kilometer lange Gasleitung aus Stahl mit einer Nennweite von DN 200 und einer Wandstärke von 12,8 mm von der Deponie Eichelbuck durch den Mooswald bis zum Heizkraftwerk Landwasser, aber es stand nur eine zu geringe Deponiegasmenge zur Verfügung. Die Zielsetzung des neuen Konzeptes war es, auch weiterhin einen hohen Anteil erneuerbarer Energien für die Wärmeerzeugung im HKW Freiburg Landwasser nutzen zu können. Dabei wurde die Entsorgung des klimaschädlichen Deponiegases der Deponie Eichelbuck weiterhin berücksichtigt.

Deshalb musste noch ein weiterer biogener Brennstoff gefunden werden, um die fehlenden Deponiegasmengen auszugleichen. Zunächst sollte also eine Biogasanlage auf der Deponie Eichelbuck gebaut werden, um aus den dort gesammelten Speiseresten Biogas zu erzeugen. Durch die Reformierung des Deponiegases aus der Deponie Eichelbuck mit Biogas ist auch zukünftig eine ausschöpfende Entgasung des Deponiekörpers möglich.

Die Errichtung einer Biogasanlage auf der Deponie hätte allerdings ein erhebliches wirtschaftliches Risiko mit sich gebracht, da seitens der Abfallwirtschaft und Stadtreinigung Freiburg GmbH (ASF) wenig Erfahrung mit Biogasanlagen bestand. Sehr schnell wurde eine wirtschaftliche, weniger riskante, Lösung gefunden. Diese Lösung bestand in der Anbindung der Biogasanlage der Firma Reterra Freiburg GmbH (Reterra), welche in der Tullastraße, und damit unweit der Deponiegasleitung, steht. Dies ermöglicht neben der reinen Stromerzeugung am Standort Tullastraße, die gekoppelte Strom und Wärmeerzeugung im Heizkraftwerk Landwasser. Zudem führt dies zu einer deutlichen Effizienzerhöhung und einer höheren Anlagenauslastung der Biogasanlage und ermöglicht den sukzessiv weiter abnehmenden Deponiegasanteil der Brennstoffversorgung in Landwasser durch Biogas auszugleichen.

Die Umbaumaßnahmen umfassten neben der Installation zweier neuer effizienter BHKW-Module für den Einsatz mit Biogas, die Erneuerung der Leittechnik und den Bau einer Biogasleitung inkl. Gasreinigung und Gaskühlung für die Anbindung der Bioabfallvergärungsanlage an die Deponiegasleitung im Mooswald.

Zur Erhöhung des Heizwertes wurde zusätzlich ein Erdgasanschluss der Motoren vorgesehen, um auch Bioerdgas als Brennstoff einzusetzen. Zudem wurde ein entsprechender Bioerdgasvertrag abgeschlossen. Das Bioerdgas wird bei zu niedrigem Methangehalt der Gasmischung aus Deponiegas und Biogas im Heizkraftwerk Landwasser beigemischt.

Die nachfolgende Übersicht (Abbildung 17) zeigt das Gasversorgungsschema in Landwasser. Zu sehen ist die Deponie Eichelbuck mit ihren Gasbrunnen, die Biogasanlage der Reterra Freiburg GmbH sowie das Heizkraftwerk Landwasser und das Wärmenetz.

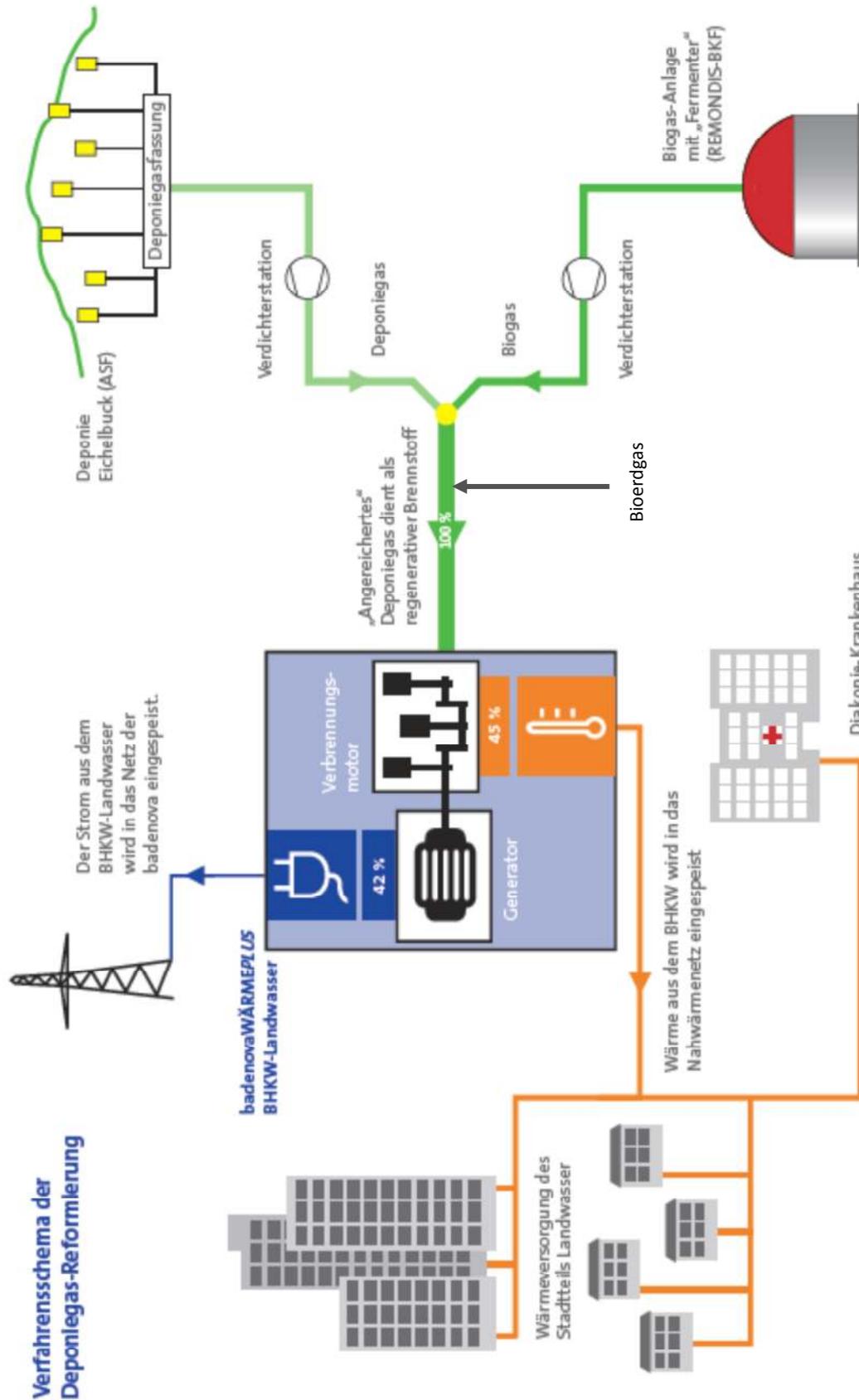


Abbildung 17: Schema Gasversorgungskonzept Landwasser

Die Zusammensetzung des Mischgases war in den betrachteten Jahren sehr unterschiedlich, da die Verfügbarkeit des Deponiegases vom Zustand der Deponie und die Produktion von Biogas von der Beschickung der Biogasanlage abhängt, und somit variieren kann. Dies wird in den folgenden Diagrammen deutlich.

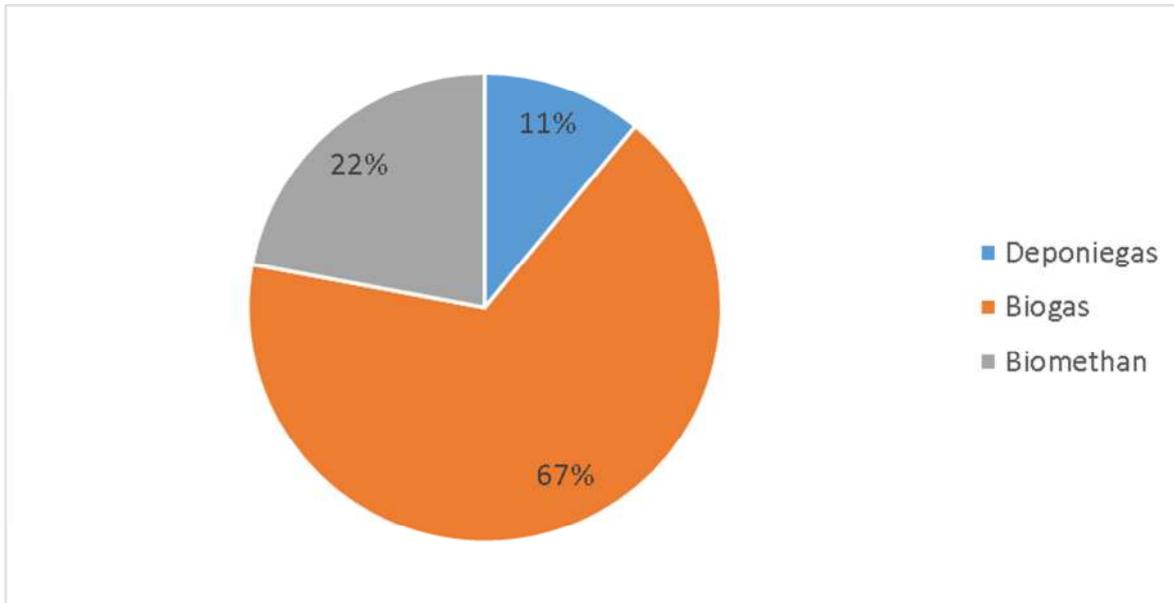


Abbildung 18: Brennstoffzusammensetzung bei der Stromerzeugung der Mischgas-BHKW-Module zweites Halbjahr 2012

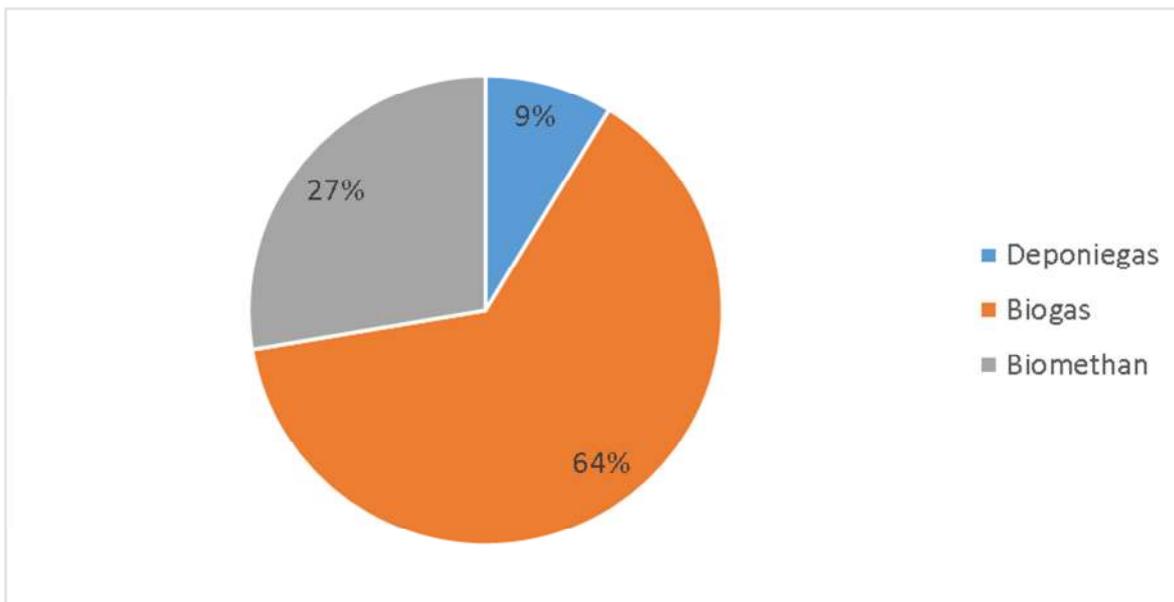


Abbildung 19: Brennstoffzusammensetzung bei der Stromerzeugung der Mischgas-BHKW-Module 2013

Die Deponiegasmenge und die Biogasmenge waren im zweiten Halbjahr 2012 (Abbildung 18) höher als 2013 (Abbildung 19). Dafür musste 2013 mehr Bioerdgas beigemischt werden. Im Vergleich zu den Vorjahren ist im ersten Halbjahr 2014 (Abbildung 20) der Deponiegasanteil relativ hoch und die Biogasmenge dafür recht niedrig. Dies spiegelt sich in einem hohen Bioerdgaswert wieder.

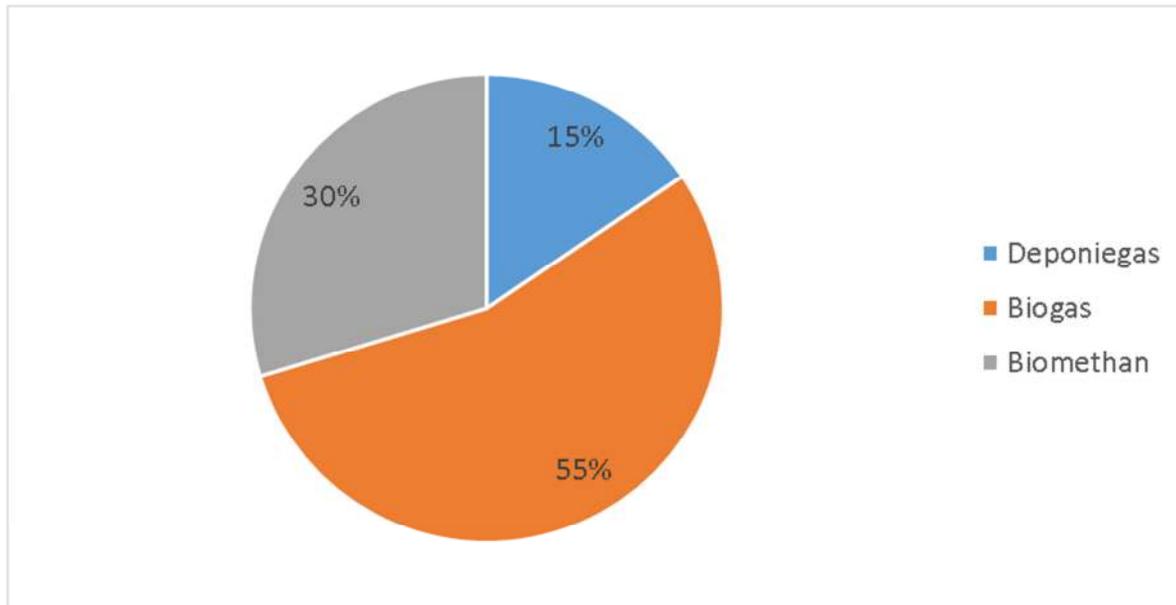


Abbildung 20: Brennstoffzusammensetzung bei der Stromerzeugung der Mischgas-BHKW-Module erstes Halbjahr 2014

In den nachfolgenden Kapiteln wird näher auf die einzelnen Brennstoffe und deren Herstellung/Entstehung eingegangen, sodass die Gründe für die unterschiedliche Gasverfügbarkeit deutlich werden.

### 2.2.1.1 Deponiegas

In Freiburg wurden auf der städtischen Mülldeponie „Eichelbuck“ (siehe Abbildung 21), einer so genannten „Hügeldeponie“, von 1972 bis 2005 insgesamt etwa 6,4 Millionen m<sup>3</sup> Müll verfüllt.



Abbildung 21: Deponie Eichelbuck

Mit der Einführung der Biotonne im Jahr 1997 und der Inbetriebnahme der Vergärungsanlage für Bioabfälle der Reterra GmbH im Jahr 1998, endete quasi die Einlagerung von Bioabfällen in die Deponie. Der Gesetzgeber beschloss zudem, dass ab dem 01.06.2005 kein Restmüll mehr auf Deponien entsorgt werden darf, was die Schließung der Deponie „Eichelbuck“ zur Folge hatte. Sie wird seither als Umschlagstation von Gewerbe-, Baustellen- und mineralischen Abfällen, Sperrmüll, Restmüll und Grünabfällen aus dem Stadtgebiet Freiburg genutzt.

Die Umschlagstation sowie Sickerwasser- und Gasfassungsanlagen werden von der Abfallwirtschaft und Stadtreinigung Freiburg GmbH (ASF) betrieben.

Die ASF hat außerdem von der Stadt Freiburg den Auftrag für die Rekultivierung der Deponie erhalten. Die Rekultivierung hat am 01.06.2005 begonnen und sie wird noch bis Ende 2020 andauern, wobei die Nachsorgephase der Deponie in etwa im Jahr 2050 beendet sein wird.

Seit 1990 wird ein Großteil, des im Deponiekörper durch die Vergärung der eingebrachten Biomasse entstehenden Deponiegas über eine rund 4 km lange Gasleitung zum HKW Landwasser geleitet und dort in effizienter Kraft-Wärme-Kopplung in Strom und Wärme umgewandelt.

Obwohl dem Deponiekörper seit 1999 nur noch sehr wenig frische Biomasse zugeführt wurde und die jährlichen Deponiegasmengen seit 2001 rückläufig waren, konnten durch die im Jahr 2003/04 durchgeführten Optimierungsmaßnahmen am Gasfassungssystem der Deponie und an der Verwertungsanlage im HKW Landwasser der Deponiegasbezug bis in das Jahr 2006 auf gleichbleibend hohem Niveau gehalten werden. Dadurch war es möglich bis zu 45 % des jährlichen Wärmebedarfs des Versorgungsgebiets Landwasser und etwa 10.000 MWh/a Strom pro Jahr aus dem Deponiegas zu erzeugen.

Heute wird das in der Deponie entstehende Deponiegas je nach seiner Qualität und Methangehalt ( $\text{CH}_4$ -Gehalt) in verschiedenen Anlagen verwertet.

Das heizwertreiche Gas ( $\text{CH}_4 > 50 \text{ Vol. } \%$ ) oder Gutgas wird zum HKW Landwasser geleitet und dort in den Mischgas-BHKW-Modulen als Brennstoffanteil verwertet. Zusätzlich wurde auf dem Grundstück der Deponie noch eine Gaskühl-/Gastrocknungsanlage zwischen Gasfassungssystem und der Verdichterstation integriert, so dass sich die Kondensatbildung in der Gasleitung und somit auch der Wartungsaufwand in der Folge stark verringert hatten.

Das Schwachgas ( $35 \text{ Vol. } \% > \text{CH}_4 > 50 \text{ Vol. } \%$ ) wird seit Ende 2006 auf der Deponie in Mikrogasturbinen zur Strom und Wärmeerzeugung genutzt. Die dabei erzeugte Wärme wird auf der Deponie verwendet, um die dort installierten Speiseresteaufbereitungsanlage zu versorgen. Der regenerativ erzeugte Strom wird für den Anlagenbetrieb genutzt und der Überschuss in das Netz der badenovaNETZ GmbH eingespeist.

Das Schlechtgas ( $\text{CH}_4 < 35 \text{ Vol. } \%$ ) sowie die im Schwankungsbereich oberhalb der Auslastung beider Anlagen liegende Gasmenge wird einer Verbrennung ohne Nutzung in einer Hochtemperaturfackel zugeführt.

Die Deponiegasentwicklung und die volumenanteilige Zusammensetzung des Deponiegases sind stark von der Art des eingelagerten Mülls und vom Müllalter, also auch dem Alter der Deponie abhängig (siehe Abbildung 22). Nach der Einlagerung des Mülls wird in der sogenannten aeroben Phase der eingelagerte Luftsauerstoff aufgebraucht und Wasser, Stickstoff ( $\text{N}_2$ ), Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) und höhermolekulare Restprodukte gebildet.

Nach ca. 2 Jahren wird die sogenannte Methanphase erreicht. Unter anaeroben Bedingungen werden die organischen Bestandteile zu Methan ( $\text{CH}_4$ ) und Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) abgebaut. Der pH-Wert steigt bis auf 8,5. Das Ergebnis der biochemischen Abbauprozesse ist ein wassergesättigtes Gas, das im Wesentlichen aus 50 - 70 Vol. % Methan und 30 - 50 Vol. % Kohlenstoffdioxid besteht (Langzeit Phase). Seit Sommer 2006 verschlechterte sich die Deponiegasproduktion erheblich. Diese wird laut Aussage des Ingenieurbüros ROTH & PARTNER GmbH, welches die Deponie Eichelbuck untersucht hat, zukünftig weiter abnehmen. Gleichzeitig wird die Schwankungsbreite in der absaugbaren Gasmenge und Gasqualität weiter zunehmen (vergleiche Abbildung 22). Auf Grund der

an der Deponie durchgeführten Oberflächenabdichtung soll jedoch, dass für die Phase 3 typische Luft eindringen in den Deponiekörper weitgehend verhindert werden. Dadurch bleiben die Volumenanteile von Stickstoff (N<sub>2</sub>) und Sauerstoff (O<sub>2</sub>) gering.

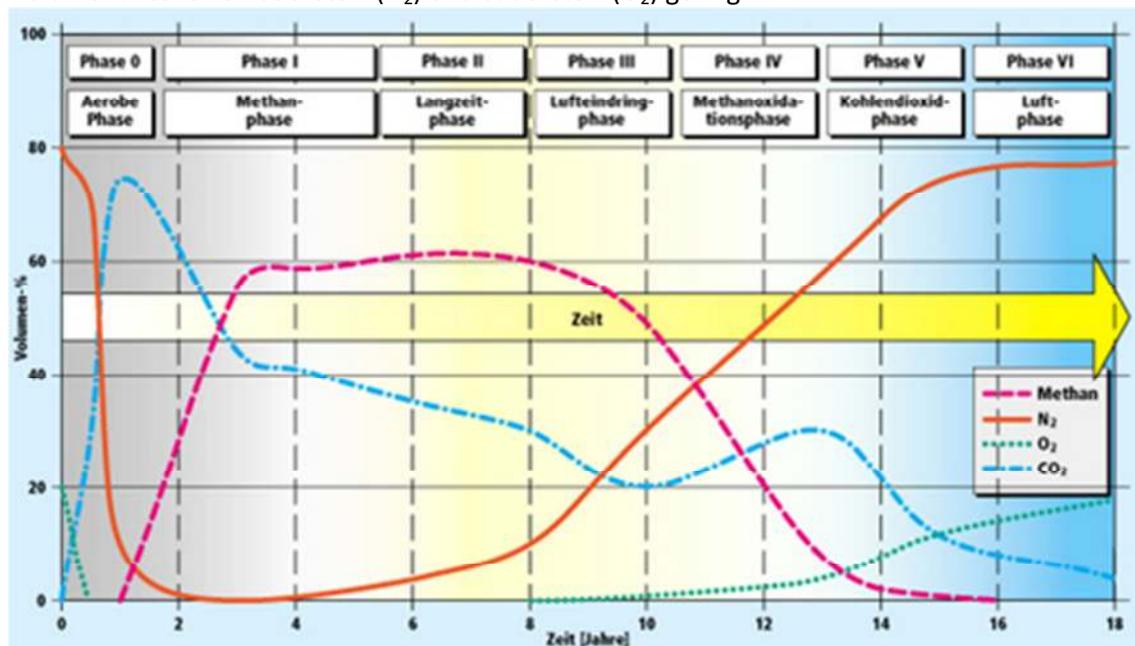


Abbildung 22: Entwicklung der Produktion und Zusammensetzung von Deponiegas

Auch in den kommenden Jahren kann daher ein zwar degressiver aber stabiler Abbauprozess erwartet werden. Die Hauptbestandteile des Deponiegases bleiben dabei unverändert Methan (CH<sub>4</sub>) und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) mit deutlich schwankenden Volumenanteilen. Momentan kann von einer Deponiegasmenge von 110 Nm<sup>3</sup>/h ausgegangen werden. Aufgrund von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten, im Zuge der Rekultivierungsmaßnahmen, an einem der 54 Gasbrunnen oder deren Sammelringleitung kann es auch kurzfristig zu wesentlich weniger Deponiegasertrag kommen.

### 2.2.1.2 Biogas

Das Biogas für Landwasser wird von der Vergärungsanlage für Bioabfälle der Reterra Freiburg GmbH erzeugt. Die Vergärungsanlage nutzt als Einsatzstoff für die Erzeugung von Biogas überwiegend Bioabfälle aus der kommunalen Entsorgung (Stadt Freiburg und Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald). Insgesamt können in der Anlage jährlich bis zu 45.000 t/a Bioabfall verarbeitet werden.

Im Folgenden wird die Biogasgewinnung und deren Schritte kurz erklärt und diese können im Lageplan (Abbildung 23: Lageplan Biogasanlage anhand der Nummerierung, bzw. Abbildung 24: Im Verfahrensschema) verfolgt werden.

Die Bioabfälle werden per Sammel-LKW des Mutterunternehmens der Reterra, REMONDIS Süd GmbH, über Anlieferschleusen in einen Tiefbunker angeliefert (Nummer 1). Von dort wird das Material mittels Polygreifer auf ein Vereinzelungsband aufgegeben und einer Siebtrommel zugeführt. Die Siebtrommel sibt das Material auf eine Körnung < 40 mm ab. Anschließend erfolgt eine Metallabscheidung über Magnetabscheider und die Zerkleinerung der größeren Bestandteile mittels Schraubenmühle. In der Mühle werden hauptsächlich organische Bestandteile zerkleinert, nicht jedoch Kunststofffolien und sonstige Störstoffe. Im Anschluss folgt wiederum eine Metallabscheidung und außerdem das Absieben in der Siebtrommel. Somit können, die im Bioabfall enthaltenen Störstoffe weitgehend ausgeschleust werden. Zusätzlich ist eine Handsortierung möglich.



Abbildung 23: Lageplan Biogasanlage

Im Anschluss an das mechanische Aufbereitungsverfahren werden die Bioabfälle mit Flüssigkompost und Wasser unter Zugabe von Dampf angemischt und über eine Pumpeinrichtung dem Gärbehälter zugeführt. Im Gärbehälter (Nummer 2) erfolgt der anaerobe thermophile Abbau des Bioabfalls unter Bildung von Biogas (größtenteils  $\text{CH}_4$  und  $\text{CO}_2$ ). Der Gärreaktor arbeitet nach dem „Valorga“-Verfahren und wird bei  $55\text{ °C}$  betrieben. Die erforderliche Verweildauer des Gärmaterials im Fermenter wird durch eine im Behälter integrierte Trennwand sichergestellt. Zur kontinuierlichen Durchmischung des Materials wird im Fußbereich des Gärbehälters Biogas mit einem Druck von ca. 8 bar eingeblasen.

Das im Gärprozess erzeugte Biogas wird intern aufbereitet und in einem  $1000\text{ m}^3$  großen Folienspeicher (Nummer 3) zwischengelagert.

Verfahrensschema Vergärungsanlage Freiburg

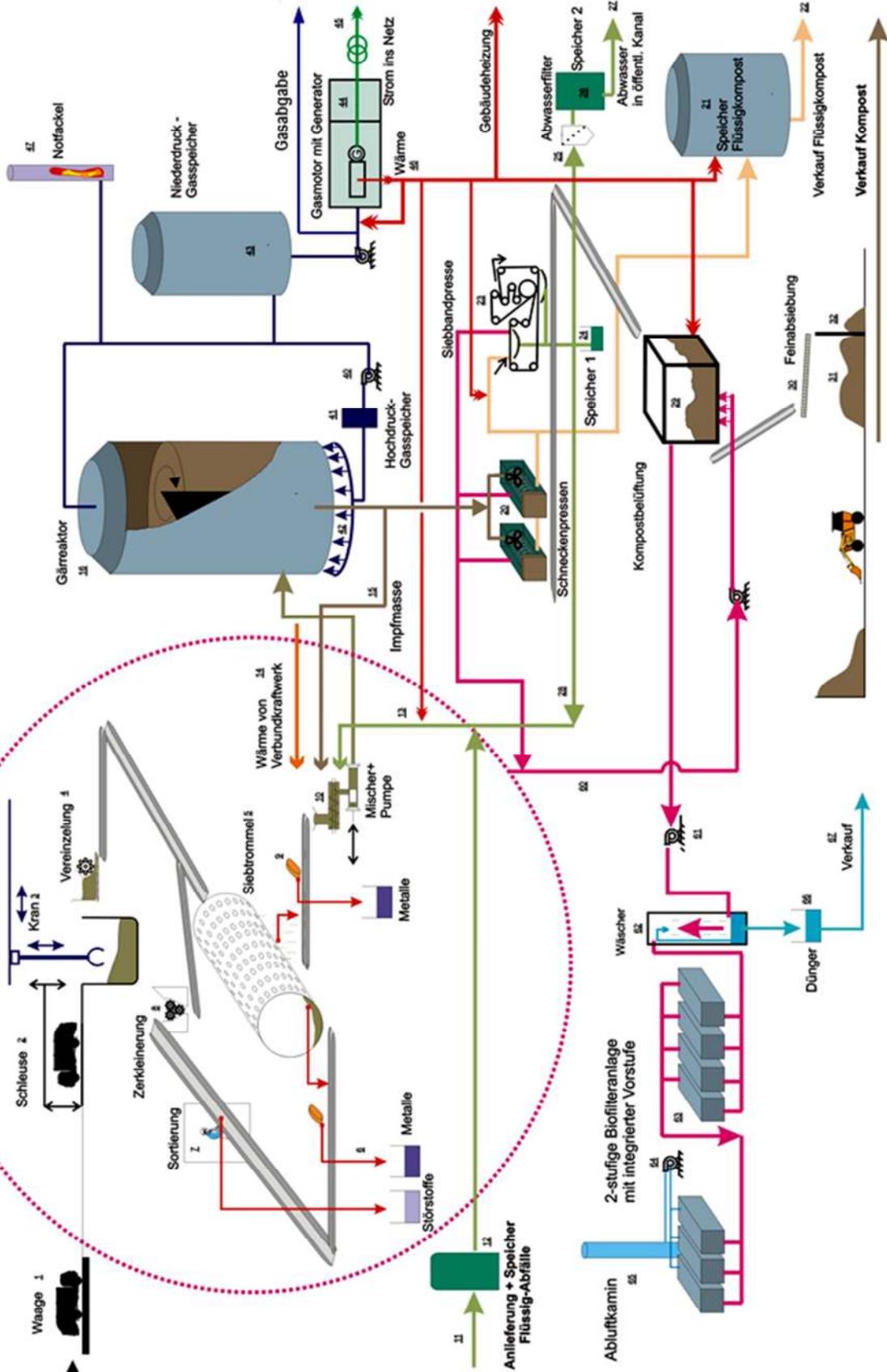


Abbildung 24: Verfahrensschema Bioabfallvergärungsanlage Freiburg

Das Biogas kann in betriebseigenen BHKW-Modulen (siehe Abbildung 25) verstromt werden (Abbildung 23: Nummer 4), oder über die Mischgasleitung nach Landwasser geliefert werden. Bei Stillstand der eigenen BHKW-Module kann Landwasser mit bis zu 500 Nm<sup>3</sup>/h Biogas versorgt werden.

Vertraglich zugesichert ist eine Jahresenergiemenge von 13.285.000 kWh/a (H<sub>2</sub>), was einem Normvolumenstrom von 275 Nm<sup>3</sup>/h entspricht. Der durch die betriebseigenen BHKW-Module erzeugte Strom wird in das Stromnetz der badenovaNETZ GmbH eingespeist. Eine Abwärmenutzung der Motorwärme erfolgt nur eingeschränkt für die Prozesswärmebereitstellung.



Abbildung 25: Betriebseigene BHKW Biogasanlage

Auch die Gärreste werden weiter verwendet. Nach dem Biogasreaktor werden die Gärreste in einer ersten Stufe mittels Schneckenpresse mit einem Siebkorb von 5 mm entwässert. In der Schneckenpresse werden die Feststoffe von der Flüssigphase abgetrennt. Eine weitere Entwässerung erfolgt in zweiter Stufe mittels Siebbandpresse. Die Flüssigphase wird in einem Flüssigkompostbehälter (Abbildung 23: Nummer 5) mit 4.000 m<sup>3</sup> Fassungsvermögen zwischengelagert und als Wirtschaftsdünger direkt am Standort an landwirtschaftliche Betriebe vermarktet.

Sofern der Flüssigkompost nicht direkt vermarktet werden kann, erfolgt eine Aufbereitung mittels Flockungsverfahren und eine anschließende Abtrennung des Festbestandteils über Siebbandpressen. Die trockenen Filterkuchen werden als Wirtschaftsdünger auf die Felder ausgebracht. Das aufbereitete Abwasser wird in die öffentliche Kanalisation eingeleitet. Der maximale Abwasseranfall beträgt ca. 120 m<sup>3</sup> pro Tag. Die Feststoffe werden über einen Kettenförderer über den Trocken- und Belüftungstunnel (Nachrotte) geführt und belüftet und damit in die aerobe Phase überführt. Die Verfahrensablufte mit einem Gesamtvolumenstrom von ca. 25.000 m<sup>3</sup> pro Stunde wird über einen Abluftwäscher sowie eine zweistufige Biofilteranlage gereinigt und über das Dach ins Freie abgeleitet. Der so behandelte Fertigkompost (Abbildung 23: Nummer 6) wird abge siebt und ebenfalls am Standort weitervermarktet. Kompost und Flüssigkompost werden güteüberwacht (RAL Gütezeichen).

Somit erfüllt die Biogasanlage alle Kriterien des EEG, sodass der Strom, welcher aus dem Biogas erzeugt wird, nach EEG 2012 vergütet werden kann.

### 2.2.1.3 Bioerdgas

---

Da sowohl das Deponiegas, als auch das Biogas einer in Menge und Qualität schwankenden Produktion unterliegen, wurde zusätzlich ein Gasanschluss installiert, um die BHKW-Module mit Bioerdgas zu versorgen. Da die erzeugte Strommenge der BHKW-Module nach dem EEG vergütet werden soll und dieses keine Mischung mit nichtbiogenen Brennstoffen erlaubt, kam Erdgas hierfür nicht in Frage. Deshalb wurde bis zum Jahr 2020 ein Bioerdgasvertrag über eine Jahresmenge von 10,46 GWh/a abgeschlossen, um die fehlenden Brennstoffmengen auszugleichen und auch weitere BHKW-Module an anderen Standorten mit Bioerdgas zu versorgen.

Bioerdgas oder auch Biomethan genannt ist Biogas welches nach Anforderungen an die Beschaffenheit von Gasen in der öffentlichen Gasversorgung aufbereitet wurde. Das DVGW-Arbeitsblatt G 262 regelt die „Nutzung von regenerativ erzeugten Gasen“ für die Einspeisung von Biogas in das Netz der öffentlichen Versorgung. Um die Voraussetzungen für die Einspeisung zu erlangen muss das Biogas in mehreren Schritten aufbereitet werden. So muss das Biogas einer Staubabscheidung unterzogen werden, es muss getrocknet und entschwefelt werden und Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) muss abgeschieden werden um den Methangehalt zu steigern.

Da Einspeisepunkte (Biogasanlage mit Aufbereitungsanlage) und Ausspeisepunkt (Heizkraftwerk Landwasser) sich in räumlicher Entfernung zueinander befinden und die eingespeiste Menge Bioerdgas im Verhältnis zur Erdgasmenge sehr gering ist, wird in Landwasser nur bilanziell Bioerdgas entnommen. Dabei wird vom Vertragspartner so viel Bioerdgas in das Erdgasnetz eingespeist, wie in Landwasser entnommen wird. Physikalisch handelt es sich bei dem zusätzlichen Brennstoff in Landwasser also um Erdgas, mit dessen Brennstoffeigenschaften und dessen über die nächsten Jahre gewährleistete dauerhafte Verfügbarkeit. Vergütet wird der Bioerdgaspreis, da bilanziell die Menge Bioerdgas eingespeist wird, welche die BHKW-Module verbrennen. Die Vergütung des eingespeisten Stroms erfolgt nach dem EEG.

## 2.3 Technische Umsetzung

---

Ende 2010 wurden die BHKW-Module, bedingt durch das Alter der bestehenden BHKW-Module und der damit einhergehenden sehr hohen Instandhaltungs- und Wartungsanfälligkeit, stillgelegt und demontiert. Weitere Gründe waren, dass zudem die Emissionsgrenzwerte beim Betrieb der Motoren nicht mehr eingehalten werden konnten und wegen eines sukzessiver Rückgangs der Deponiegasmenge in den vorausgehenden Jahren mussten die BHKW-Module in Abhängigkeit der neuen Brennstoffkonstellation neu konzipiert werden. Es wurden zwei neue BHKW-Module zur Grundlastwärmeerzeugung in die bestehende Heizungsanlage integriert.

Hierbei handelt es sich um zwei SEV-DE 800C BG Module der Firma SEVA Energie AG (SEVA), welche für Sondergas wie Biogas ausgelegt sind und eine thermische Leistung von 766 kW, sowie 800 kW elektrisch erzeugen. Zur Versorgung der BHKW-Module wird ein Gasgemisch aus erneuerbaren Energien eingesetzt.

Der Motor des SEVA-Moduls ist ein MWM TCG 2016 V16C der Caterpillar Energy Solutions GmbH (früher MWM). Das Total Elektronik Management-System (TEM-System), im Fall der TCG 2016 handelt es sich um die Baureihe TEM EVO mit PowerCPU, fasst die gesamte Elektronik der MWM-Motoren zusammen. So wird neben der Drehzahlhaltung und Regelung der Zündanlage auch die Gemischregelung vom TEM-System übernommen. Über die Brennraumtemperatur, ein Prozessmittelwert, welcher mittels Mantelthermoelementen im Verbrennungsraum gebildet wird, werden für alle Motorlasten und Gase Werte für das Luftverhältnis und den Gemischheizwert je Zylinder ausgegeben und damit eine bestimmte Menge  $\text{NO}_x$  im Abgas errechnet. Somit kann die Gasdosierung am Mischer sehr genau auf ein bestimmtes Emissionsniveau eingestellt werden. Beim Generator handelt es sich um einen Marelli MJB 400 LC 4 mit einem Wirkungsgrad von 96,8 %. Nach Inbetriebnahme kamen die Motoren, wegen temporär zu niedriger Methanzahl des Brennstoffs und wegen der hohen Verdichtung des Motors, oftmals ins Klopfen und erreichten somit nicht ihre optimale Leistung. Aufgrund der mangelnden Laufruhe wurden im Rahmen der E-50 Wartung Anfang 2013 die Module durch Tausch der Kolben, Laufbuchsen und des Turboladers auf die Erdgasvariante (NG) umgebaut.

Die SEV-DE 800C NG haben ein geringeres Verdichtungsverhältnis und somit einen geringeren Anspruch bezüglich der Methanzahl des Brennstoffs. Die Leistungswerte nach Umbau werden mit 800 kW elektrisch und 850 kW thermisch angegeben. Im Hauptteil der Arbeit ist zu prüfen, ob bzw. wie diese Werte erreicht werden können und wie das Brennstoffkonzept aussehen muss, um die Anforderungen an den Heizwert des Brenngases einzuhalten.

Bei rund 7.800 Vollbenutzungsstunden im Jahr sollen die beiden Module ca. 13.260.000 kWh/a Wärme mit einem Temperaturniveau von 90°C dem Heizungsnetz zur Verfügung stellen. Zudem werden rund 12.480.000 kWh/a Strom erzeugt und direkt in das öffentliche Versorgungsnetz der badenovaNETZ GmbH eingespeist und nach EEG vergütet.

## 2.4 Aufnahme IST-Situation der Mischgasblockheizkraftwerke

---

### 2.4.1 Anlagenbetrieb

---

Die beiden Mischgasblockheizkraftwerke werden mit einem Brennstoffmix aus erneuerbaren Energien betrieben. Deshalb wird der eingespeiste Strom aus diesem Brennstoffmix nach EEG vergütet. Da es sich um eine Mischfeuerung handelt, wird der Strom entsprechend den Anteilen der Brennstoffzusammensetzung wie folgt vergütet: Der Stromanteil aus Biogas wird nach EEG 2012 § 27a (Tabelle 3) vergütet, Strom aus Deponiegas erhält seine Vergütung nach EEG 2009 § 27 (Tabelle 4), ebenso wie Strom aus Bioerdgas (

Tabelle 2). Der Strom aus Bioerdgas erhält zusätzlich einen Bonus nach EEG 2009 § 27 Abs. 4 Satz 2 Anlage 2 Punkt VI 2a. Der Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen (Nawaro-Bonus) ist ebenfalls in

Tabelle 2 zu entnehmen.

**Tabelle 2: Vergütung des Bioerdgasanteils der Stromerzeugung nach EEG 2009 § 27**  
 Grundvergütung Bioerdgas nach EEG 2009 § 27

Leistung $\leq$ 150 kW	11,55 ct/kWh
Leistung $>$ 150 kW $\leq$ 500 kW	9,08 ct/kWh
Leistung $>$ 500 kW $\leq$ 5.000 kW	8,17 ct/kWh

**Nawaro-Bonus für Bioerdgas**

Leistung $\leq$ 500 kW	6,93 ct/kWh
Leistung $>$ 500 kW $\leq$ 5.000 kW	3,96 ct/kWh

**KWK-Bonus für Bioerdgas**

Leistung $\leq$ 20.000 kW	2,97 ct/kWh
---------------------------	-------------

**Technologie-Bonus für Bioerdgas**

Leistung $\leq$ 5.000 kW	0,99 ct/kWh
--------------------------	-------------

**Tabelle 3: Vergütung des Biogasanteils der Stromerzeugung nach EEG 2012 § 27a**  
 Grundvergütung Biogas nach EEG 2012 § 27a

Leistung $\leq$ 500 kW	16,00 ct/kWh
Leistung $>$ 500 kW $\leq$ 20.000 kW	14,00 ct/kWh

**Tabelle 4: Vergütung des Deponiegasanteils der Stromerzeugung nach EEG 2009 § 27**  
 Grundvergütung Deponiegas nach EEG 2009 § 27

Leistung $\leq$ 500 kW	8,87 ct/kWh
Leistung $>$ 500 kW $\leq$ 5.000 kW	6,07 ct/kWh

Da die Vergütungen für verschiedene Leistungsintervalle unterschiedlich hoch ist (vergleiche

Tabelle 2 - Tabelle 4), muss zunächst die Bemessungsleistung aus den Strommengen, welche aus den einzelnen Brennstoffe erzeugt wurden, berechnet werden. Hiermit können die Vergütungen für den eingespeisten Strom berechnet werden. Die Bemessungsleistung muss für Landwasser für jede Abrechnungsperiode neu berechnet werden, da die Reformgaszusammensetzung und die erzeugten Strommengen von Jahr zu Jahr unterschiedlich sind (vergleiche Abbildung 18, Abbildung 19 und Abbildung 20). Somit wird auch die Vergütung für den eingespeisten Strom variieren. Dies hat wiederum erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs.

Die BHKW-Module werden grundsätzlich wärmegeführt gefahren. Wenn ein ausreichender Wärmebedarf im Netz vorhanden ist, sind die BHKW-Module in Betrieb. Ziel ist eine möglichst hohe Laufzeit über das Jahr zu erzielen, damit möglichst viel Strom erzeugt und eingespeist wird. Im Vergleich zu BHKW-Modulen, die nur mit einem Brennstoff, etwa Erdgas, betrieben werden, gibt es bei diesen Mischgas-BHKW-Modulen einen erhöhten Regelungsaufwand. Ganz allgemein haben BHKW-Module eine integrierte Leistungsregelung zur Drehzahlhaltung. Außerdem besitzen sie, um eine saubere Verbrennung zu erzielen und weniger Emissionen zu erzeugen, eine Verbrennungsregelung, welche das optimale Gas-Luft-Gemisch einstellt. Die modernen Mischgas-BHKW-Module ermöglichen so eine Einsparung von 10.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr im Vergleich zur Wärmebereitstellung im Erdgaskessel und Strombezug aus dem deutschen Kraftwerksmix. Da ein Mischgas-BHKW-Modul nicht nur mit einem Brenngas betrieben wird, muss zunächst eine Brennstoff-Gemischregelung vorangeschaltet werden. Die Gemischregelung fragt die im Leitsystem hinterlegte Sollstromproduktion der Mischgas-BHKW-Module ab und errechnet die Gesamtfeuerungsleistung, die für beide BHKW-Module nötig ist. Da Methan der Hauptbestandteil der Brenngase ist, wird aus der Feuerungsleistung ein Sollmethanwert errechnet. Dieser Sollwert wird mit dem Istwert des Deponiegas-Biogasgemisches, welches in der Leitung durch den Mooswald nach Landwasser kommt, verglichen. Bei einem höheren Methanbedarf, wird entsprechend ein Ventil motorisch geöffnet und Bioerdgas beigemischt.

Außerdem wird das Ventil zur Druckhaltung eingesetzt. Bei Unterschreiten des eingestellten Mindestdrucks von 0,115 bar wird das Ventil geöffnet und der Druck steigt an, da der Druck im Erdgasnetz mit ca. 0,6 bar deutlich höher als der Druck in der Mischgasleitung, ca. 0,2 bar, ist. Wie bei einem Erdgas-BHKW-Modul, bekommt auch das Mischgas-BHKW-Modul von einer übergeordneten Steuerung eine Freigabe, bevor ein BHKW-Modul anfährt. Genauso kann von dieser Steuerung auch ein Signal kommen, welches die Freigabe entzieht. Das BHKW-Modul fährt daraufhin kontrolliert runter und schaltet ab. Da das Mischgas-BHKW-Modul einen Großteil seines Brennstoffs aber aus der Mischgasleitung bezieht und hier wiederum das Biogas einen großen Anteil einnimmt, müssen die Mischgas-BHKW-Module auch von der Biogasanlage eine Freigabe einfordern. Hier ist die Freigabe der BHKW-Module an den Füllstand des Biogasspeichers gekoppelt. Bei hohem Füllstand erhalten beide BHKW-Module in Landwasser eine Freigabe. Nimmt der Füllstand ab werden nach und nach die Freigaben entzogen. Bei diesen Freigaben handelt es sich um Handlungsempfehlungen. Hier muss der Anlagenmeister vor Ort entscheiden, ob er die BHKW-Module abfährt oder evtl. nur die Leistung reduziert. Sollte die Handlungsempfehlung jedoch ignoriert werden, leert sich der Speicher bis zu seiner unteren Sicherheitsgrenze, dann wird eine Klappe geschlossen und die Biogasanlage wird von Landwasser getrennt.

Die zur Verfügung stehende Deponiegasmenge reicht dann nicht aus, um den Druck in der Mischgasleitung konstant zu halten und den Brennstoffbedarf zu decken. Die Folge ist, dass das Bioerdgas Ventil öffnet. Es kann nun dazu kommen, dass auf Grund einer für 100 % Bioerdgasbetrieb zu klein dimensionierten Leitung, nicht ausreichend Brennstoff zur Verfügung steht und die Motoren wegen Brennstoffmangel unkontrolliert ausschalten. Das Ventil wurde passend für den Gaszähler ausgelegt und kann ca. 150 Nm<sup>3</sup>/h bei 100 % Öffnung durchlassen.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Brennstoffzusammensetzungen für den Betrieb mit beiden BHKW-Modulen bei Volllast, bei unterschiedlicher Deponiegas- und Biogasverfügbarkeit der einzelnen Jahre (2014:

Tabelle 5; 2013: Tabelle 6 und 2012: Tabelle 7).

Bei Betrachtung der Tabellen wird ersichtlich, dass die Mischgas-BHKW-Module, bei aus dem Jahresdurchschnitt errechnetem thermischen Nutzungsgrad, nicht auf die vom Hersteller ausgewiesenen 850 kW thermischer Leistung je Modul kommen, sondern in Summe nur auf 1.664 kW (also auf nur 832 kW je Modul).

**Tabelle 5: Durchschnittliche Brennstoffzusammensetzung 2014**

	Volumen- strom V_Punkt Nm <sup>3</sup> /h	mittlerer Heizwert Hi kWh/Nm <sup>3</sup>	Feuerungs- leistung kW	thermische Leistung kW	elektrische Leistung kW	Gas- zusammen setzung
Deponiegas	106,2	5,50	584	258	248	15%
Biogas	328,4	6,30	2.069	912	877	55%
Bioerdgas	111,2	10,08	1.121	494	475	30%
Reformgas	545,8	6,91	3.774	1.664	1.600	100%

**Tabelle 6: Durchschnittliche Brennstoffzusammensetzung 2013**

	Volumen- strom V_Punkt Nm <sup>3</sup> /h	mittlerer Heizwert Hi kWh/Nm <sup>3</sup>	Feuerungs- leistung kW	thermische Leistung kW	elektrische Leistung kW	Gas- zusammen setzung
Deponiegas	59,9	5,50	330	145	140	9%
Biogas	381,2	6,30	2.401	1.059	1.018	64%
Bioerdgas	103,4	10,08	1.042	460	442	28%
Reformgas	544,5	6,93	3.774	1.664	1.600	100%

**Tabelle 7: Durchschnittliche Brennstoffzusammensetzung 2012**

	Volumen- strom V_Punkt Nm <sup>3</sup> /h	mittlerer Heizwert Hi kWh/Nm <sup>3</sup>	Feuerungs- leistung kW	thermische Leistung kW	elektrische Leistung kW	Gas- zusammen setzung
Deponiegas	75,3	5,50	414	183	176	11%
Biogas	401,1	6,30	2.527	1.114	1.071	67%
Bioerdgas	82,6	10,08	833	367	353	22%
Reformgas	559,0	6,75	3.774	1.664	1.600	100%

Die durchschnittliche Brennstoffzusammensetzung für das erste Halbjahr 2014 ist in

Tabelle 5 aufgelistet. Hierbei wird im Vergleich zu Tabelle 6, der durchschnittlichen Brennstoffzusammensetzung von 2013, bereits deutlich, dass Schwankungen der Biogasverfügbarkeit große Auswirkungen auf die Bioerdgasbeimischung haben, was wiederum Auswirkungen auf die Betriebssicherheit hat. Trotz geringerer Deponiegasverfügbarkeit in 2013 ist der Bioerdgasanteil auf Grund des höheren Biogasanteils deutlich geringer als in 2014. Im Jahr 2012 (Tabelle 7) ist der Biogasanteil noch höher als 2013 und der Bioerdgasanteil ist wiederum niedriger als in den folgenden Jahren.

Deutlich wird die Problematik mit dem Bioerdgasventil bei Betrachtung der Tabelle 8. Die Tabelle zeigt eine mögliche Versorgung in den kommenden Jahren mit einer Biogasverfügbarkeit von lediglich 275 Nm<sup>3</sup>/h, welches der vertraglich zugesicherten Menge entspricht, und einer leicht abnehmenden Deponiegasmenge. Bereits hier müsste das Ventil 100 % öffnen, was äußerst kritisch für die Regelbarkeit ist. Bei Ausfall oder Rückgang der Deponiegasmenge, könnte nicht mehr ausreichend Bioerdgas bereitgestellt werden.

Die Mischgas-BHKW-Module in Landwasser werden bisher lediglich im Teillastbereich betrieben (80-85 % der Nennleistung), weil dies, nach Aussage der Monteure, zu einem ruhigeren Betrieb der Motoren führt. Die BHKW-Module müssten also weniger wegen Problemen unplanmäßig ausschalten. Diese Aussage deckt sich mit der Untersuchung des Problems der Bioerdgasbeimischung. Werden die Motoren im Teillastbetrieb gefahren brauchen Sie weniger Feuerungsleistung. Die Minderung der Feuerungsleistung führt dazu, dass das Bioerdgasventil nicht so oft an seine Grenzen stößt und somit Schwankungen in der Deponiegas- und Biogasverfügbarkeit besser ausgeglichen werden können. Allerdings ist diese Lösung, die BHKW-Module im Teillastbetrieb fahren zu lassen, langfristig keine gute Idee, da sie zwar weniger Brennstoff brauchen, aber auch deutlich weniger Strom produzieren. Vor allem der elektrische Nutzungsgrad nimmt bei Teillastbetrieb deutlich ab, was gravierende Folgen für die Wirtschaftlichkeit des BHKW-Betriebes haben kann.

Es muss also eine andere Lösung gesucht werden. Denn die Problematik des zu kleinen Bioerdgasventils wird, wenn der Trend der steigenden Bioerdgasabnahme in den letzten Jahren berücksichtigt wird, immer weiter zunehmen. Selbst die wirksamen Rekultivierungsarbeiten an der Deponie und der damit verbundene wachsende Deponiegasanteil in den letzten Jahren, können die Schwankungen in der Biogasverfügbarkeit nicht ausgleichen.

**Tabelle 8: Problematik bei zu geringer Biogasverfügbarkeit und stetig abnehmender Deponiegasmenge**

	Volumen- strom V_Punkt Nm <sup>3</sup> /h	mittlerer Heizwert H <sub>i</sub> kWh/Nm <sup>3</sup>	Feuerungs- leistung kW	thermische Leistung kW	elektrische Leistung kW	Gas- zusammen setzung
Deponiegas	95,0	5,50	523	230	222	14 %
Biogas	275,0	6,30	1.733	764	735	46 %
Bioerdgas	150,7	10,08	1.519	670	644	40 %
Reformgas	520,7	7,25	3.774	1.664	1.600	100 %

Eine weitere Änderung die mit einer Steigerung des Bioerdgasanteils einhergeht, ist die Erhöhung des mittleren Heizwertes. Während er in den Jahren 2012-2014 im Durchschnitt immer kleiner als 7 kWh/Nm<sup>3</sup> war, wäre er bei 40 % Bioerdgas (siehe Tabelle 8) schon bei 7,25 kWh/Nm<sup>3</sup>. Um eine elektrische Leistung mit beiden BHKW-Module von 1.600 kW zu erreichen, wird mit vorhandenen elektrischen Nutzungsgrad der BHKW-Module eine Feuerungsleistung von 3.774 kW benötigt, welche mit dem Brennstoffmix zur Verfügung gestellt werden muss. Mit einem höheren Anteil an Bioerdgas

wird der Volumenstrom kleiner, da der Heizwert steigt. Dies wirkt einer möglichen Problematik mit dem Füllungsgrad der Gasmotoren der BHKW-Module entgegen. Diese Probleme könnten auftreten, wenn der Heizwert des Reformgases zu sehr absinkt, also ein zu großer Volumenstrom nötig wäre, um die Feuerungsleistung bereitzustellen. Allerdings sinkt gleichzeitig die Methanzahl des Gasgemisches. Deshalb ist es gut, dass die Motoren der BHKW-Module auf die niedriger verdichtenden Erdgasvarianten umgebaut wurden, um eventuellem Klopfen der Motoren vorzubeugen.

Diese Erkenntnisse und die aus dem Controlling stammenden Angaben mit hohen Stillstandszeiten der Mischgas-BHKW-Module verlangt nach weiteren Untersuchungen.

#### 2.4.2 Kriterien zur Bewertung des Anlagenbetriebs

---

Um die bisherige Anlagenkonfiguration bestmöglich beurteilen zu können, wurden Messgrößen gesucht, deren Verlässlichkeit hoch ist und deren zeitliche Auflösung eine möglichst detaillierte Einsicht über das Anlagenverhalten vermitteln. Eine Messgröße, die sich hierbei besonders anbietet, ist die Stromeinspeisung. Die Stromeinspeisung liegt für jeden Stundenwert vor und über diesen wird nach EEG abgerechnet. Die Werte sind verlässlich und vom Betrachtungszeitraum her sehr genau. Eine Anlage kann so wesentlich genauer auf ihr Laufverhalten untersucht werden als etwa auf Basis von Monatswerten. Da es sich um eine Stromeinspeisung aus Mischgas handelt, kann auch immer genau gesagt werden, wieviel Strom pro Stunde aus welchem Gas erzeugt wurde. Somit kann eine Aussage über die Deponiegas- und Biogasverfügbarkeit zu jedem Stundenintervall gemacht werden. Außerdem kann aus der Stromeinspeisung via elektrischem Nutzungsgrad die Feuerungsleistung bestimmt werden und via thermischem Nutzungsgrad die erzeugte Wärmemenge pro Stunde. Wenn man diese Werte nun betrachtet, kann man eine Aussage darüber treffen, zu welchen Stundenintervallen ein BHKW-Modul nicht in Betrieb war.

Wenn kein Monteur vor Ort im Heizwerk ist, werden die BHKW-Module über eine Leitwarte überwacht. Sollte nun ein Fehler bei einem Mischgas-BHKW-Module auftreten, wird eine Fehlermeldung mit Fehlercode dokumentiert. Ein Monteur der Bereitschaft hat, wird dann in Landwasser angefordert. Es gab zwar schon eine Auswertung der Fehler, die bei den Mischgas-BHKW-Modulen aufgetreten sind, aber bisher konnte nur eine Aussage über die Quantität der einzelnen Fehlercodes gemacht werden. Die Betrachtung in Stundenintervallen ermöglicht die Zuordnung der Auswirkungen eines Fehlers. Es kann für jeden Tag, an dem ein Fehlercode vorhanden war, geschaut werden, wie viele Stundenwerte es gibt, an denen die BHKW-Module nicht ihre volle Leistung erbracht haben.

Wenn man nun noch die stündlich mitgeschriebenen Werte des Hauptwärmemengenzählers heranzieht, kann man für jedes Stundenintervall beurteilen, wann ein BHKW-Modul auf Grund von zu wenig Wärmeabnahme im Netz oder auf Grund eines Fehlers außer Betrieb war.

Wie bereits eingangs erwähnt, ist es sehr wichtig verlässliche Werte zu haben. In den oben erwähnten Zählerschemata sind noch deutlich mehr Messstellen verzeichnet, die eine gute Auswertung ermöglichen würden, doch sind nicht alle immer vollständig und fehlerfrei dokumentiert. So ist es auch mit den Werten des Hauptwärmemengenzählers.

Da diese Werte jedoch sehr wichtig für die weitere Beurteilung der Anlage sind, wurden die Datensätze genauer untersucht. Daraufhin konnte ein Zeitraum, welcher fehlerfreie Werte ohne Lücken enthält, isoliert werden. Ab dem 08.10.2013 bis einschließlich zum 19.08.2014 stehen 316 Tage, das bedeutet 7584 Stunden, an durchgängigen Werten für die Auswertung zur Verfügung. Davor gab es verschiedene technische Probleme mit dem Wärmemengenzähler bzw. mit dem Datentransfer.

Um die Anlage auch außerhalb dieses Zeitfensters zu beurteilen, wurde ein Verfahren gesucht, mit welchem der Wärmebedarf des Netzes für jeden Tag und jeden Stundenwert des Tages bestimmt werden kann. Zu diesem Zweck wird ein „Mustertag-Modell“ eingeführt, vergleichbar mit den Standartlastgängen bei der Prognose des zeitlichen Strombedarfs von Kunden, die nicht Lastgang gemessen (weniger als 100.000 kWh) sind. Als Einteilungsgröße werden die Luftaußentemperaturen

herangezogen. Diese können ebenfalls als stündliche Werte vom Deutschen Wetterdienst für den Standort Freiburg kostenlos bezogen werden. Aus diesen stündlichen Temperaturwerten werden Tagesmitteltemperaturen gebildet. Es wird davon ausgegangen, dass Tage mit ähnlichen Tagesmitteltemperaturen einen ähnlichen Wärmelastgang aufweisen. Die Einteilung der Mustertage nach Tagesmitteltemperatur erfolgt in verschiedene Klassen (siehe Tabelle 9).

**Tabelle 9: Einteilung Mustertage nach Tagesmitteltemperatur**

Bezeichnung	von °C	bis °C
Mustertag 01		< -10,00
Mustertag 02	≥ -10,00	≤ -5,00
Mustertag 03	> -5,00	≤ -2,50
Mustertag 04	> -2,50	≤ 0,00
Mustertag 05	> 0,00	< 2,50
Mustertag 06	≥ 2,50	< 5,00
Mustertag 07	≥ 5,00	< 7,25
Mustertag 08	≥ 7,25	< 10,00
Mustertag 09	≥ 10,00	< 13,00
Mustertag 10	≥ 13,00	< 15,50
Mustertag 11	≥ 15,50	< 17,00
Mustertag 12	≥ 17,00	< 18,50
Mustertag 13	≥ 18,50	< 20,00
Mustertag 14	≥ 20,00	< 21,50
Mustertag 15	≥ 21,50	< 23,00
Mustertag 16	≥ 23,00	≤ 25,00
Mustertag 17	> 25,00	

Es wird als sinnvoll erachtet die Schrittweiten der Temperaturen für die Mustertageinteilung so anzupassen, dass sich die Anzahl der Tage pro Mustertag einer Gaußschen Glockenkurve annähert. Dies konnte, wie in Abbildung 26 ersichtlich, nahezu erreicht werden. Die Anzahl der Tage, die dem Mustertag 9 entsprechen, ist am Höchsten. Dieser Mustertag beinhaltet das Temperaturband der Tagesmitteltemperaturen von einschließlich 10 °C bis kleiner 13 °C und deckt somit alle Tage um die Jahresmitteltemperatur von 11,4 °C ab. Es ist also nur sinnvoll, dass das Temperaturfenster für diesen Mustertag so gewählt wurde, dass dieser am meisten Tage beinhaltet.

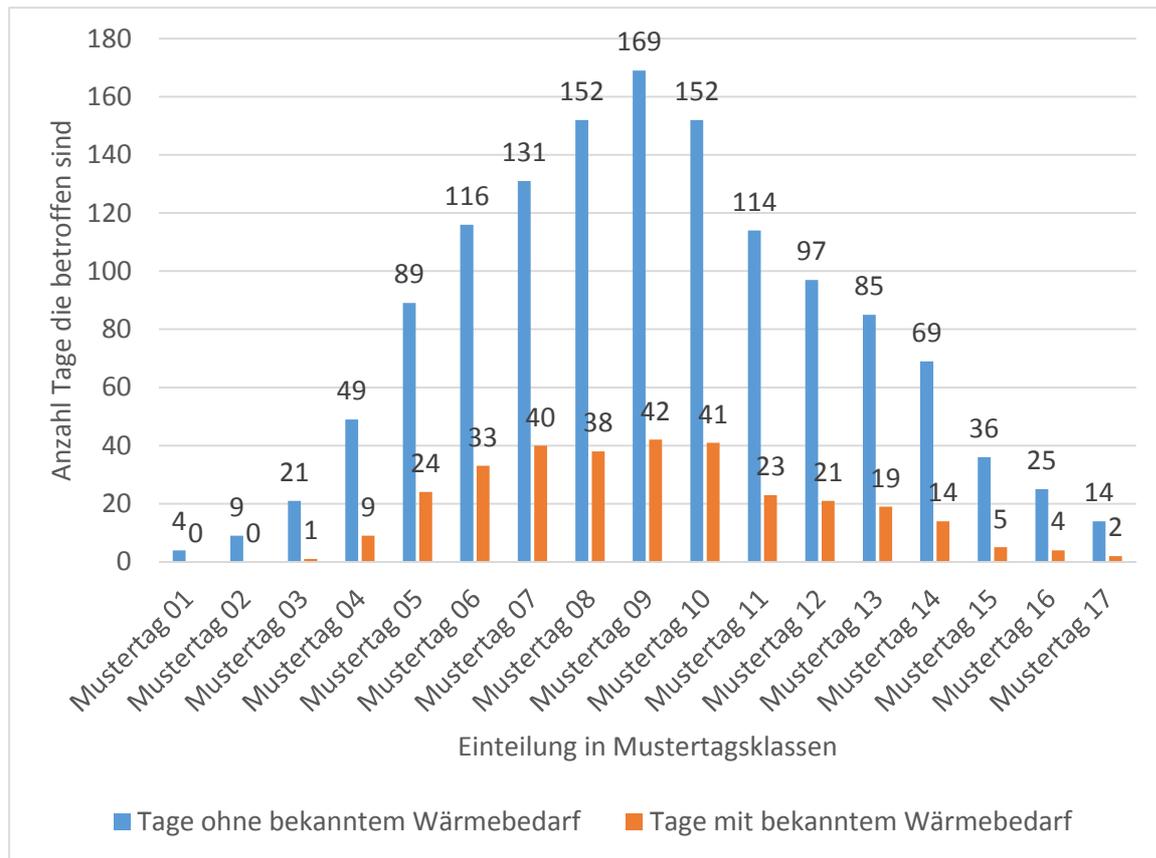


Abbildung 26: Annäherung an Gaußsche-Verteilungskurve für Mustertage

Beispielhaft wird die Vorgehensweise der Mustertagerstellung an Mustertag 5 erklärt. Wie in Abbildung 27 zu sehen, werden die Tage mit ähnlicher Außentemperatur nach den Mustertag Temperaturklassen für jedes Stundenintervall verglichen. Es ist bereits hier zu erkennen, dass es tendenziell gleiche Temperaturverläufe sind. Es gibt lediglich einige Ausreißer, wie etwa beim Wärmebedarfsverlauf vom 08.12.2013 (dunkelgrüne Kurve) zum Stundenintervall 19 und eine Y-Achsenverschiebung zwischen den unterschiedlichen Tagen.

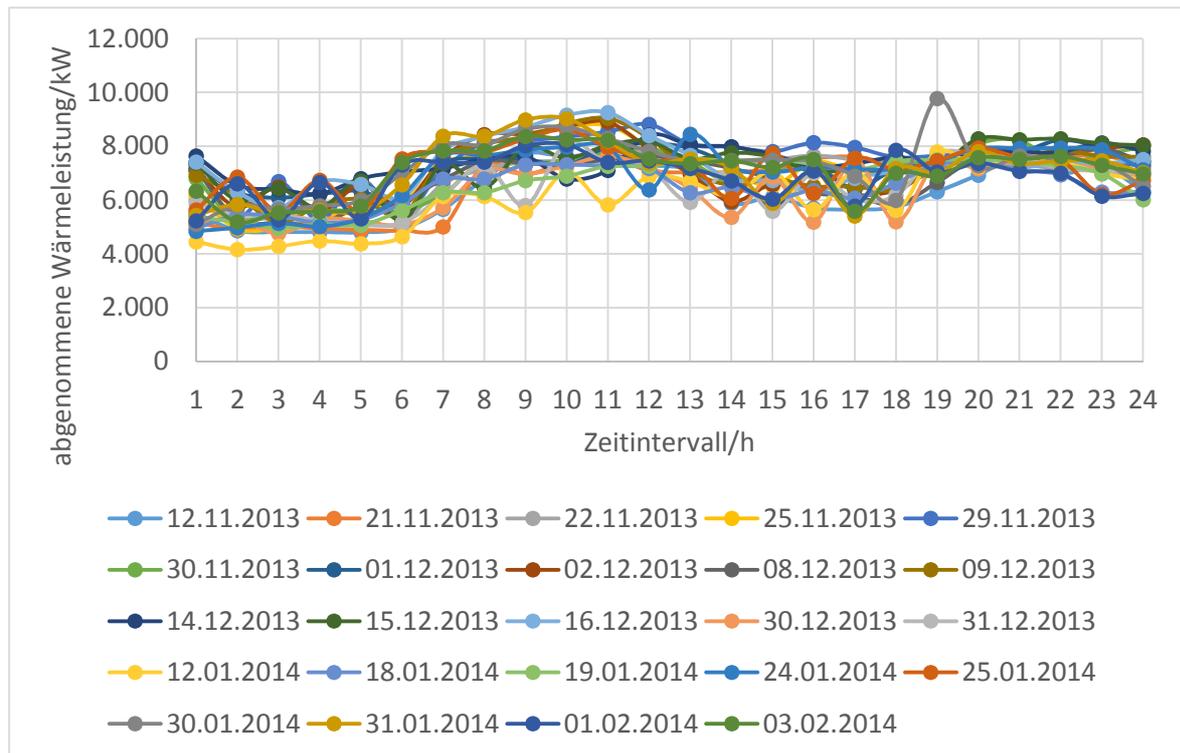


Abbildung 27: Zeitlicher Verlauf der Wärmeabnahme für die Erstellung von Mustertag 5

Für jeden Stundenschritt wird ein Mittelwert gebildet, welcher dem neuen Wärmebedarf für den Stundenwert des Mustertags entspricht. Der Verlauf der Mittelwerte jedes Stundenintervalls bildet den Wärmebedarfsverlauf des neu erstellten Mustertags (siehe Abbildung 28).

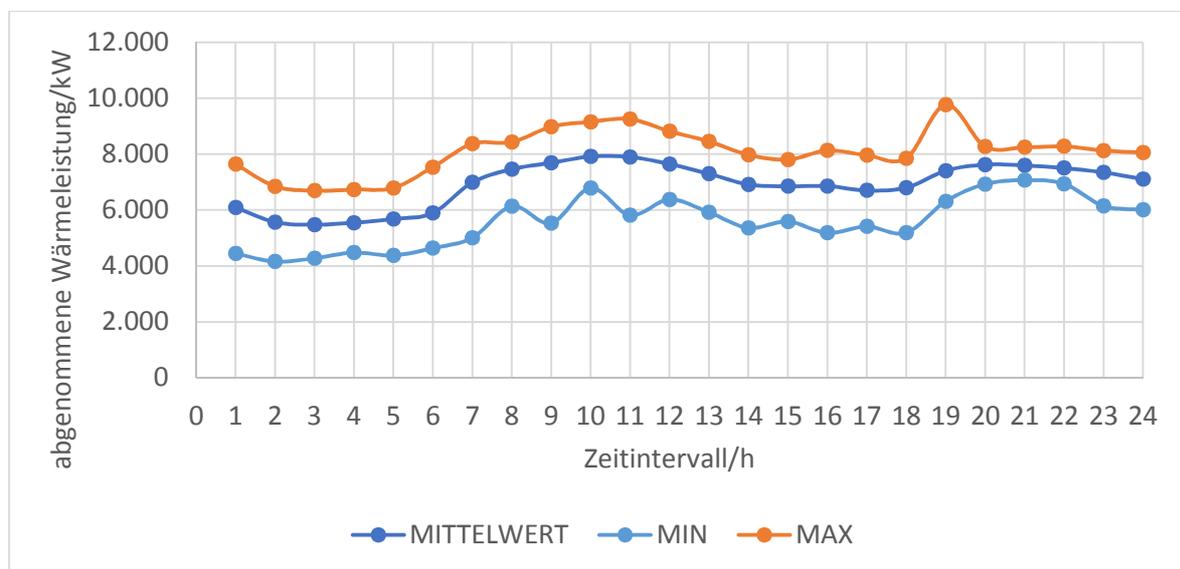


Abbildung 28: Zeitlicher Wärmebedarfsverlauf Mustertag 5

Die errechneten stündlichen Wärmebedarfe kann man im Zeitraum 08.10.2013 bis 19.08.2014 mit den gemessenen vergleichen, um das Mustertag-Modell auf seine Richtigkeit zu kontrollieren. Dabei stellen sich folgende Ergebnisse dar: Die mittlere Abweichung beträgt 3,22 % und die Summe des errechneten Wärmebedarfs für diesen Zeitraum (29.694.647 kWh) stimmt zu 99,99 % mit dem gemessenen Wärmebedarf überein. Dennoch ist zu sagen, dass die Prognosewerte nicht immer für

jeden Stundenschritt exakt mit den Messwerten übereinstimmen. So ist das positive Extrem der Rechnung um 103,16 % größer als der tatsächlich gemessene Stundenwert und das negative Extrem ist 47,89 % kleiner als der zugehörige gemessene Wärmebedarf im Netz.

Das erstellte Modell mit der Grundlage der Tagesmitteltemperatur eignet sich in Summe also sehr gut um den Wärmebedarf des Netzes zu prognostizieren, es können jedoch Abweichungen des Wärmebedarfs entstehen, die nicht vom Modell berücksichtigt werden können. Gründe hierfür können sein, dass an Wochenenden vermehrt Wärmebedarf herrscht und dieses Modell keine Unterscheidung der Wochentage oder Urlaubszeit etc. berücksichtigt. Es wird auch z.B. keine Speicherwirkung der Gebäude berücksichtigt. So kann etwa ein spontaner Kälteeinbruch nach langer Schönwetterphase in den Lufttemperaturen ein extrem kalter Tag sein, der Wärmebedarf ist aber aufgrund der aufgeheizten Wände noch moderat.

An Tagen mit unbekanntem Wärmebedarf kann mit diesem Modell bei bekannter Tagesmitteltemperatur nun ein Wärmebedarfsverlauf zugeordnet werden. Dies wird im folgenden Kapitel zur Standzeitenanalyse genutzt.

### 2.4.3 Auswertung Probleme Anlagenbetrieb (Standzeitenanalyse)

Als Basisjahr für die Auswertung soll das Jahr 2013 dienen, da es sich hierbei um ein volles Jahr mit allen relevanten Werten für die Auswertung handelt, und das Jahr die aktuelle Anlagenkonfiguration am besten wiedergibt.

Um einen Trend darzustellen, werden zusätzlich die Jahre 2012 und 2014, soweit alle relevanten Werte vorhanden sind, betrachtet. Für das Jahr 2012 stehen vom 01.07.2012 bis 31.12.2012 alle relevanten Werte zur Verfügung und für das Jahr 2014 vom 01.01.2014 bis einschließlich 31.07.2014. Bevor die eigentliche Fehler- bzw. Standzeiten-Zuordnung vorgenommen wird, wurde für jedes Stundenintervall geprüft, ob eine ausreichende Wärmeabnahme im Netz vorhanden war. Hierzu wird als erste Näherung die Stromeinspeisung der Mischgas-Blockheizkraftwerke mittels elektrischem Nutzungsgrad auf die Feuerungsleistung umgerechnet und dann mittels thermischem Nutzungsgrad eine erzeugte Wärmemenge errechnet. Dieser Wert wird mit der errechneten Wärmeabnahme des Netzes verglichen. Dabei kommen folgende Werte (Tabelle 10) heraus.

**Tabelle 10: Übersicht Betrachtungszeitraum mit Wärmeabnahme**

Jahr	Betrachtungszeitraum	Anzahl Stundenwerte	Ausreichend Wärmeabnahme des Netzes bei tatsächlicher Wärmeerzeugung
2012	01.07.2012 - 31.12.2012	4416 h	99%
2013	01.01.2013 - 31.12.2013	8760 h	97%
2014	01.01.2014 - 31.07.2014	5088 h	99%

Es kann also gesagt werden, dass bei der tatsächlichen Wärmeproduktion der Mischgas-BHKW-Module in den letzten Jahren fast immer (zwischen 97 % und 99 %) ausreichend Wärmebedarf durch das Wärmenetz vorlag. Da das Heizkraftwerk noch über zwei große Pufferspeicher verfügt, kann gesagt werden, dass die BHKW-Module nie wegen zu geringer Wärmeabnahme im Netz ausschalten mussten.

Im Umkehrschluss kann also gesagt werden, dass immer, wenn nicht beide BHKW-Module auf Vollast liefen, also pro Stunde weniger als 1.600 kWh/h Strom eingespeist wurde, bzw. 1.664 kWh/h Wärme erzeugt wurde, ein Fehler von mindestens einem Mischgas-BHKW-Modul vorlag.

Um kurzzeitige Effekte und die Teillastfahrt beider BHKW-Module auszugrenzen wird eine Grenze von 1.000 kWh/h Wärme pro Stunde als Grenzwert gesetzt. Wenn weniger erzeugt wurde, wird davon ausgegangen, dass nicht beide BHKW-Module liefen, also mindestens ein BHKW-Modul wegen eines Fehlers in diesem Stundenintervall stand.

Die Auswertung anhand dieser Logik ergab folgende Ergebnisse: Im zweiten Halbjahr 2012 waren 24 % aller Stundenwerte, also 1.055 Stunden von betrachteten 4.416 Stunden mit einem Fehler behaftet (siehe Abbildung 29), bzw. nur bei 3.361 Stunden des Halbjahres liefen zwei BHKW-Module, denn hier konnte je Stundenintervall mindestens 1.000 kWh/h Wärme von theoretisch möglichen 1.664 kWh/h pro Stunde erzeugt werden.

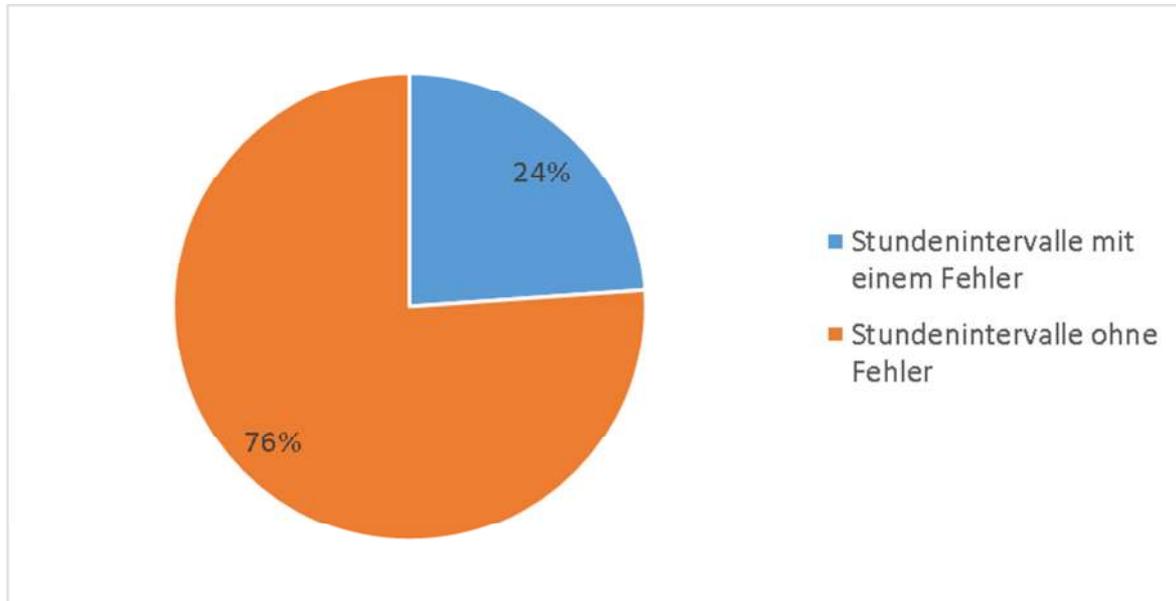


Abbildung 29: Standzeiten zweites Halbjahr 2012

Im Jahr 2013 (Abbildung 30) liefen an 2.673 Stunden von betrachteten 8.760 Stunden beide BHKW-Module. Es lag also bei 2.673 Stunden, laut Logik, ein Fehler an der Anlage vor und es liefen weniger als zwei BHKW-Module.

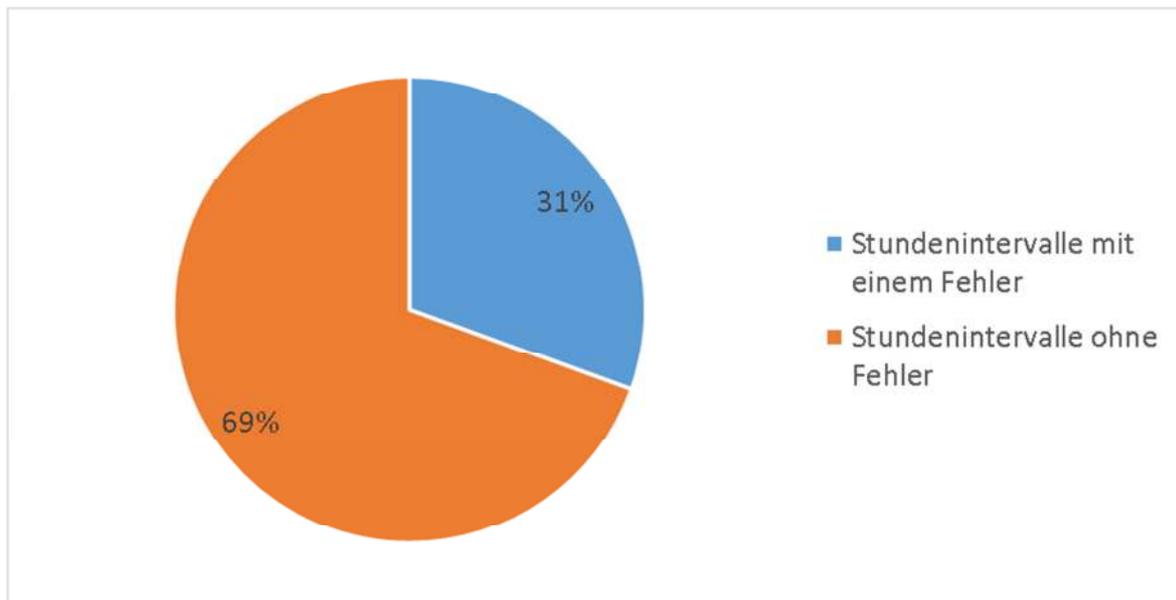


Abbildung 30: Standzeiten 2013

Die Betriebserfahrung der Mitarbeiter, welche das Heizkraftwerk Landwasser betreuen, führte dazu, dass die Quote im Jahr 2014 deutlich verbessert werden konnte (siehe Abbildung 31). In der ersten Jahreshälfte waren von betrachteten 5.088 Stunden lediglich 963 Stunden mit einem Fehler behaftet. Zu 4.125 Stundenwerten liefen also beide BHKW-Module.

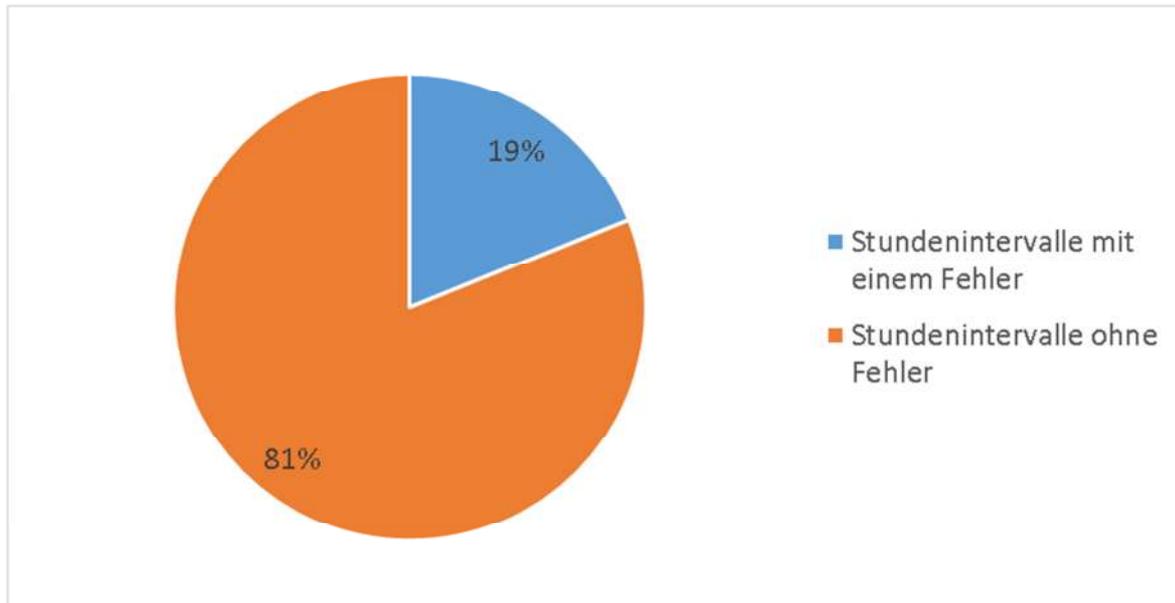


Abbildung 31: Standzeiten erstes Halbjahr 2014

Um die Gründe der Stillstandszeiten zu erfassen, wurden die Fehlermeldungen der Leitstelle den Stundenintervallen zugeordnet. Hierfür wurde immer, wenn ein Stundenwert laut Logik einen Fehler aufwies, in dem Stundenwert also nicht beide BHKW-Module liefen, geprüft, ob für diesen Tag Fehlermeldungen in der Leitwarte vorlagen. Den Fehlercodes der Leitwarte kann, mithilfe dieses Verfahrens, eine Minderproduktion bzw. Standzeit der BHKW-Module zugeordnet werden. Teilweise kam es vor, dass „#NV“ als Ergebnis der Fehler-Standzeiten-Zuordnung ausgegeben wurde. Dies bedeutet, dass in einem Stundenintervall nicht beide BHKW-Module liefen, aber keine eindeutige Zuordnung eines Fehlers aus der Leitwarte gemacht werden konnte. Gründe dafür könnten etwa sein, dass ein Monteur vor Ort war, die Fernmeldung also deaktiviert wurde. Er hat diesen Fehler somit selbstständig behoben, ohne ihn der Leitwarte gemeldet zu haben. Es kann sich zudem auch um eine Wartung gehandelt haben. Hierbei wurde auch ein Stillstand verursacht, welcher nicht in der Leitwarte als Fehler auftauchte. Ein weiterer Zuordnungsfehler, welcher allerdings weitestgehend händisch korrigiert wurde, entsteht durch die Datumsgrenze. Die Logik fragt aus der Leitwarten-Fehlerliste für das Datum des betroffenen Stundenwertes ab, ob ein Fehlercode vorliegt. Wenn nun eine Standzeit eines Moduls über 23:59 Uhr hinausgeht, also bis zum nächsten Tag oder noch länger dauerte, konnte die Logik den Stunden des neuen Tages nicht den entsprechenden Fehlercode zuweisen.

Nach einer händischen Korrektur gibt es nur noch „#NV“-Zuordnungen aus Datumgründen, wenn ein Fehler nicht eindeutig zugeordnet werden konnte. Wenn also mehrere Fehlercodes für einen Tag vorlagen, welche nicht logisch zugeordnet werden konnten oder, wenn kein Fehlercode an dem Tag vorlag und auch nicht am Vortag oder am Folgetag.

Die nachfolgende Übersicht der Fehlercodes und der Ursachencodes bzw. der Bedeutung der Fehlercodes (Tabelle 11) soll die Standzeitenanalyse verständlicher machen. Außerdem wird hier schon deutlich, dass viele Fehlercodes die gleiche Ursache haben. Die Fehlercodes „Sicherheitskette Kraftmaschine“, „Sicherheitskette Brennstoffkreis“, „Sicherheitskette Brennstofflager Deponie“, „Sicherheitskette Brennstofflager Biogas“ und „Sicherheitskette Generator“ treten alle direkt oder indirekt als Folge der Brennstoffversorgung auf.

Ein Beispiel hierfür wäre, dass die Leistungsregelung des Motors nicht schnell genug auf die Schwankungen der Brennstoffzusammensetzung reagieren kann, weshalb die Drehzahl abfällt und das BHKW-Modul mit dem Fehlercode „Sicherheitskette Generator“ und Ursachencode „Unterfrequenz“ abgeschaltet wird.

**Tabelle 11: Fehlercodes und deren Bedeutung Standzeitenanalyse**

Fehlercode	Ursachencode / Bedeutung
Sicherheitskette Kraftmaschine	Probleme mit Verbrennung Abgastemperatur max. Drehzahl min. Abgastemperatur min. Wartung fällig
Sicherheitskette Brennstoffkreis	Probleme mit Zündung Gasdruckwächter
Sicherheitskette Brennstofflager Deponie	Störung bei Lieferant
Sicherheitskette Brennstofflager Biogas	Störung bei Lieferant Füllstand Biogasspeicher min.
Sicherheitskette Generator	Überspannung Unterfrequenz Unterspannung
Sicherheitskette Steuerung Motor	Ausfall SPS
Sicherheitskette FU	Fehlerspannungsschutzschalter
Sicherheitskette Kabel-/Leitungsschutz	Fremdschaden
Sicherheitskette Schmierölkreis	Kurbelraumdruckwächter
Sicherheitskette Kühlwasserkreis	Level min Druckbegrenzer Temperaturbegrenzer
Sicherheitskette Transformator	Problem mit 20kV Endverschluss
Sicherheitskette Regelung	Problem mit Elektronik / Kommunikation
Sicherheitskette Brandmeldeanlage	Rauchmelder hat ausgelöst
Sicherheitskette Steuerung HVG	Steuerung HVG legt SPS lahm
Alarm	Ursache nicht näher definiert
Störung	Ursache nicht näher definiert
#NV	Ursache nicht näher definiert, kein (eindeutig) zugeordneter Fehlercode

Die Fehlercodes werden von dem Monteur auf den Meldezetteln vermerkt, der gerade Bereitschaft hat. Die Art des Fehlercodes und der Detailgrad der Fehlermeldung kann, je nach Monteur und dessen Erfahrung mit der Anlage in Landwasser, variieren. Da auch oftmals mehrere Fehlercodes gleichzeitig am Computerdisplay angezeigt werden, wenn ein Monteur zur Fehlerbehebung kommt, können weitere Abweichungen in der Dokumentation entstehen. So sind auch Fehlercodes wie „Alarm“ oder „Störung“ zu erklären, welche zunächst keine Rückschlüsse auf den Grund eines Stillstandes der Anlage erlauben.

Die Zuordnung der einzelnen Fehlercodes zu den Stillstandszeiten ergab folgende Ergebnisse:  
Für das zweite Halbjahr 2012 ergaben sich Stillstandszeiten aus verschiedenen Gründen (siehe  
Abbildung 32 und

Tabelle 12). Zu 53 %, also ca. 563 Stunden, war der Fehler „Sicherheitskette Brennstoffkreis“ Ursache für Stillstandszeiten. Zusammen mit dem Fehler „Sicherheitskette Kraftmaschine“ (ca. 7 % bzw. 76 Stunden) sowie dem Fehler „Sicherheitskette Generator“ (ca. 1 % bzw. 14 Stunden) ist die Mehrheit der Stillstandszeiten dem Brennstoffkonzept, welches zu dem Zeitpunkt noch in der Erprobungsphase war, zuzuschreiben. Auch ein großer Anteil des „#NV“-Fehlercodes (insgesamt ca. 16 % bzw. 171 Stunden) ist einem Fehler in der Brennstoffversorgung zuzuschreiben, da dieser Fehlercode in dem betrachteten Zeitraum teilweise tagelang am Stück auftrat und unmittelbar in Fehler überging, die mit der Brennstoffversorgung in Zusammenhang standen. Bei den Stundenintervallen mit den Fehlercodes „Alarm“ (ca. 12 % bzw. 130 Stunden) und „Störung“ (ca. 2 % bzw. 16 Stunden) kann, nach Aussage einiger Monteure, ebenfalls zum großen Teil von einem Fehler in der Brennstoffversorgung ausgegangen werden. So ist in Summe die Brennstoffversorgung direkt oder zumindest indirekt an bis zu 92 %, bzw. 970 Stunden, der Stillstandszeiten maßgeblich beteiligt.

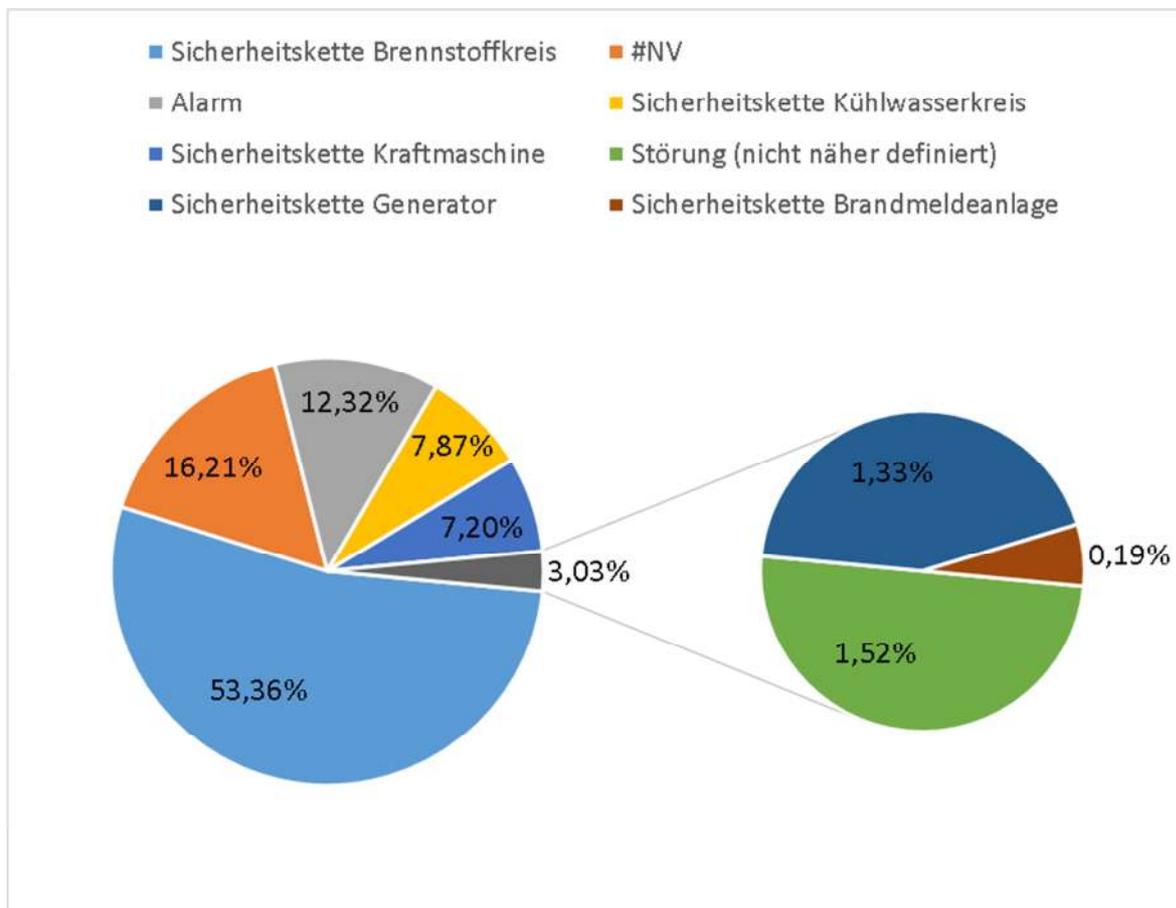
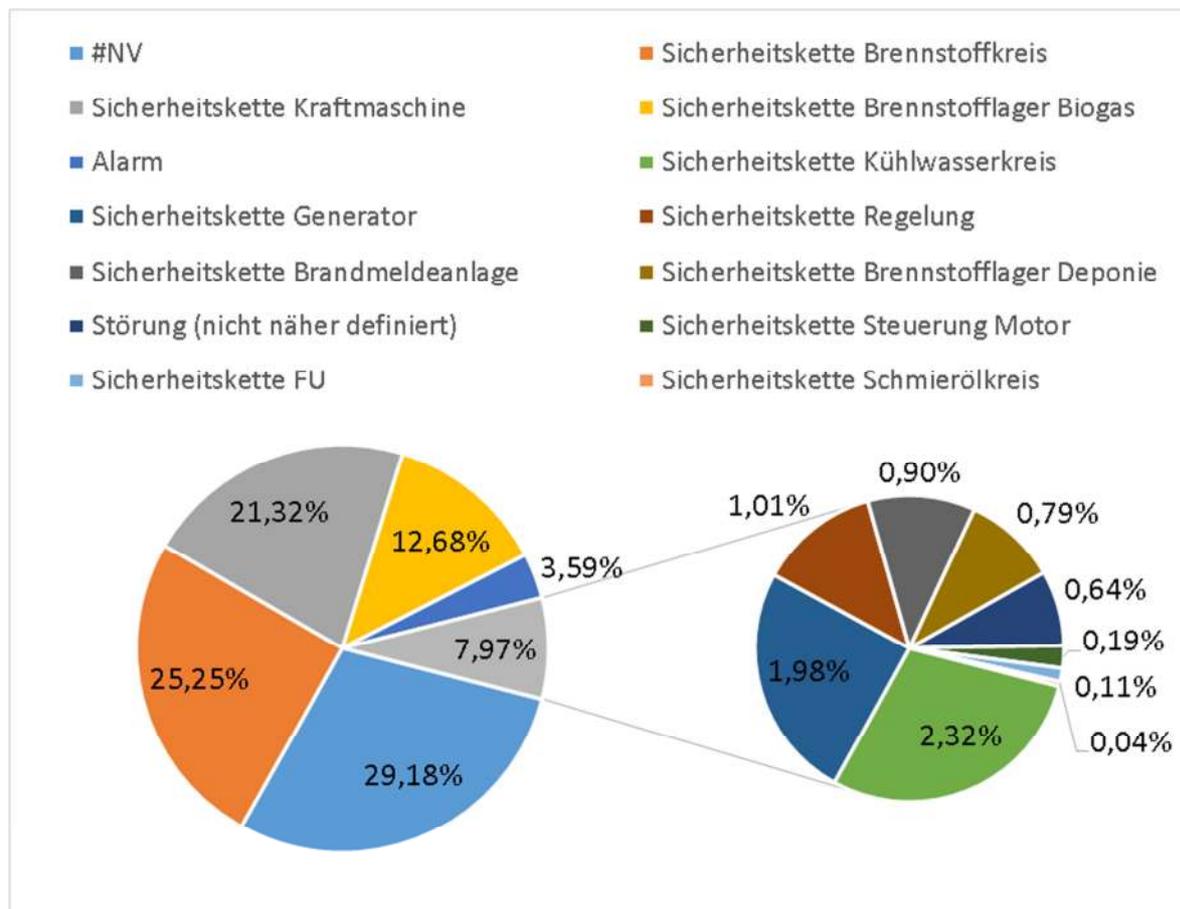


Abbildung 32: Standzeitenanalyse zweites Halbjahr 2012

**Tabelle 12: Stunden mit Stillstandszeiten je Fehlercode für das zweite Halbjahr 2012**

Fehlercode	Stunden mit Stillstandszeiten
Sicherheitskette Brennstoffkreis	563
#NV	171
Alarm	130
Sicherheitskette Kühlwasserkreis	83
Sicherheitskette Kraftmaschine	76
Störung (nicht näher definiert)	16
Sicherheitskette Generator	14
Sicherheitskette Brandmeldeanlage	2

Für das Jahr 2013 ergaben sich Stillstandszeiten aus unterschiedlichen Gründen (siehe Abbildung 33 und Tabelle 13). Für diesen Betrachtungszeitraum fällt die hohe Zahl an „#NV“-Fehlercodes auf (ca. 30 % bzw. 780 Stunden). Die BHKW-Module standen also oft, ohne dass der Leitwarte bekannte Gründe vorlagen. Dies ist einerseits durch die Umbau- und Wartungsarbeiten an den BHKW-Modulen zu erklären und andererseits durch die bereits oben beschriebene Datums- und Zuordnungsproblematik. Erfreulich für die Auswertbarkeit ist, dass die relative Häufigkeit der Fehlercodes „Alarm“ (ca. 4 % bzw. 96 Stunden) und „Störung“ (ca. 1 % bzw. 17 Stunden) abgenommen hat.



**Abbildung 33: Standzeitenanalyse 2013**

Die Stillstandszeiten aus Gründen der Brennstoffversorgung nahmen mit den Fehlercodes „Sicherheitskette Brennstoffkreis“ (ca. 25 % bzw. 675 Stunden), „Sicherheitskette Kraftmaschine“ (ca. 21 % bzw. 570 Stunden), „Sicherheitskette Brennstofflager Biogas“ (ca. 13 % bzw. 339 Stunden), „Sicherheitskette Generator“ (ca. 2 % bzw. 53 Stunden) und „Sicherheitskette Brennstofflager Deponie“ (ca. 1 % bzw. 21 Stunden) insgesamt ca. 62 % der Fehler, bzw. 1.658 Stunden, ein. Würden die Fehlercodes „Alarm“ und „Störung“ sowie pauschal 20 % der „#NV“ noch mit eingerechnet werden, wären es insgesamt ca. 72 % der Fehler, bzw. 1.927 Stunden, bei denen mindestens eines der beiden BHKW-Module aufgrund von Brennstoffproblemen gestanden hätte.

**Tabelle 13: Stunden mit Stillstandszeiten je Fehlercode für das Jahr 2013**

Fehlercode	Stunden mit Stillstandszeiten
#NV	780
Sicherheitskette Brennstoffkreis	675
Sicherheitskette Kraftmaschine	570
Sicherheitskette Brennstofflager Biogas	339
Alarm	96
Sicherheitskette Kühlwasserkreis	62
Sicherheitskette Generator	53
Sicherheitskette Regelung	27
Sicherheitskette Brandmeldeanlage	24
Sicherheitskette Brennstofflager Deponie	21
Störung (nicht näher definiert)	17
Sicherheitskette Steuerung Motor	5
Sicherheitskette FU	3
Sicherheitskette Schmierölkreis	1

Für das erste Halbjahr 2014 ergaben sich Stillstandszeiten aus verschiedenartigen Gründen (siehe Abbildung 34 und Tabelle 14). Der „#NV“-Fehlercode ist, mit ca. 36 % bzw. 342 Stunden der am häufigsten auftretende Fehlercode. Da das Eigenstrom-BHKW und der Holzvergaser mit Holzvergaser-BHKW Anfang des Jahres installiert wurden, lässt sich der Fehlercode so erklären, dass vermehrt Monteure vor Ort waren und somit die Fehlermeldung nicht an die Leitwarte weitergeleitet werden musste. Außerdem gab es aufgrund der Arbeiten an den anderen BHKW-Modulen Zeiten zu denen die Mischgasblockheizkraftwerke ausgeschaltet werden mussten. Es wird pauschal angenommen, dass 50 % der „#NV“-Fehler brennstoffbedingt sind, also rund 18 % bzw. 171 Stunden der Stillstandszeiten.

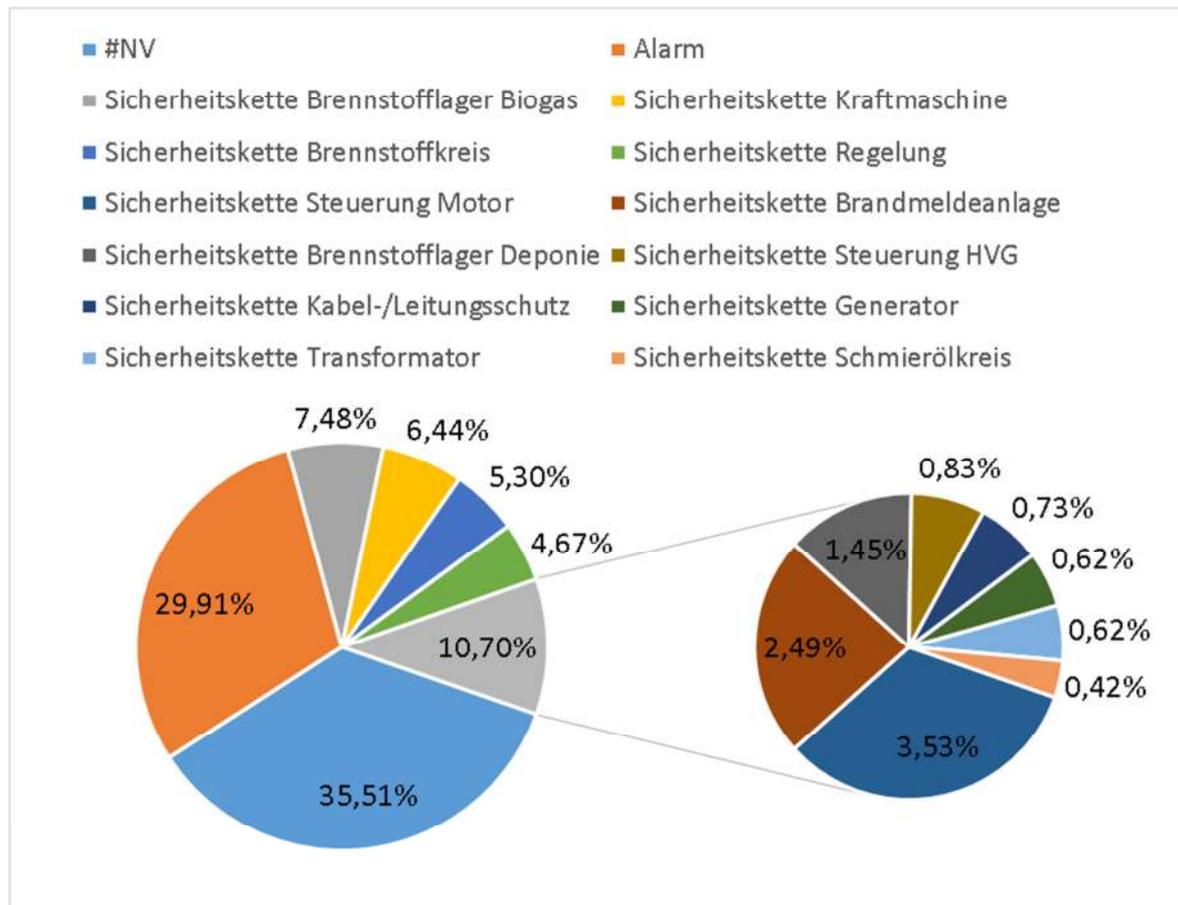


Abbildung 34: Standzeitenanalyse erstes Halbjahr 2014

Zu erwähnen ist, dass der Anteil des Fehlercodes „Alarm“ (ca. 30 % bzw. 288 Stunden) wieder sehr hoch war, sodass man nur mutmaßen kann, dass dieser Fehler mit der Brennstoffversorgung in Verbindung stand.

Die Stillstandzeiten aus Gründen der Brennstoffversorgung nehmen mit den Fehlercodes „Sicherheitskette Brennstofflager Biogas“ (ca. 7 % bzw. 72 Stunden), „Sicherheitskette Kraftmaschine“ (ca. 6 % bzw. 62 Stunden), „Sicherheitskette Brennstoffkreis“ (ca. 5 % bzw. 51 Stunden) und „Sicherheitskette Brennstofflager Deponie“ (ca. 1% bzw. 14 Stunden) insgesamt ca. 21 %, bzw. 199 Stunden, ein.

Würden die Fehlercodes „Alarm“ sowie die angenommen 50 % der „#NV“ noch mit eingerechnet werden, wären es insgesamt ca. 68 %, bzw. 658 Stunden, in welchen mindestens eines der beiden BHKW-Module aufgrund von Brennstoffproblemen gestanden hätte.

**Tabelle 14: Stunden mit Stillstandszeiten je Fehlercode für das erste Halbjahr 2014**

Fehlercode	Stunden mit Stillstandszeiten
#NV	342
Alarm	288
Sicherheitskette Brennstofflager Biogas	72
Sicherheitskette Kraftmaschine	62
Sicherheitskette Brennstoffkreis	51
Sicherheitskette Regelung	45
Sicherheitskette Steuerung Motor	34
Sicherheitskette Brandmeldeanlage	24
Sicherheitskette Brennstofflager Deponie	14
Sicherheitskette Steuerung HVG	8
Sicherheitskette Kabel-/Leitungsschutz	7
Sicherheitskette Generator	6
Sicherheitskette Transformator	6
Sicherheitskette Schmierölkreis	4

Neben Fehlern mit der Brennstoffversorgung sind auch ein paar andere Fehler immer wieder aufgetaucht. So kam es häufig zu Kühlwasserproblemen. Der Fehlercode „Sicherheitskette Kühlwasserkreis“ war im zweiten Halbjahr 2012 für ca. 8 % der Stillstandszeiten, also für rund 83 Stunden Ausfall, verantwortlich. Im Jahr 2013 waren es immerhin noch ca. 2 % der Stillstandszeiten, bzw. rund 62 Stunden des Jahres, bei denen Probleme am Kühlwassersystem auftraten.

Ein weiterer Bereich, der in Landwasser fehleranfällig ist, ist die Elektronik. Bereits im Jahr 2013 wurde durch Fehlercodes wie „Sicherheitskette Regelung“ (ca. 1 % bzw. 27 Stunden) und „Sicherheitskette Steuerung Motor“ (ca. 0,2 % bzw. 5 Stunden) deutlich, dass die Server und speicherprogrammierbaren Steuerungen (SPS) in Landwasser mit dem aufwendigen Regelkonzept zeitweise überfordert waren. Aber auch der Fehlercode „Sicherheitskette FU“ (ca. 0,1 % bzw. 3 Stunden) deutet auf ein Problem mit der Elektronik hin.

Im ersten Halbjahr 2014 wird diese Problematik noch deutlicher. Die Fehlercodes „Sicherheitskette Regelung“ (ca. 5 % bzw. 45 Stunden), „Sicherheitskette Steuerung Motor“ (ca. 4 % bzw. 34 Stunden) und „Sicherheitskette Steuerung HVG“ (ca. 1 % bzw. 8 Stunden) verdeutlichen das Problem mit den zeitweise überlasteten Elektronikbauteilen der SPS. Die zusätzlichen Anlagen, welche 2014 in Betrieb gingen (Eigenstrom-BHKW und HVG mit HVG-BHKW) und die damit einhergehende Anbindung der Komponenten in die Steuerung und Vernetzung mit der Leitwarte, verschärften das Problem zusätzlich. Dies wird auch deutlich, wenn man in Landwasser Werte von einem PC auslesen will. Die Rechner benötigen extrem lange bis sie reagieren, da sie für die Datenflut, welche im lokalen Netzwerk kursiert, nicht mehr leistungsfähig genug sind.

Wie sich die hohen Standzeiten auf die Wirtschaftlichkeit der Mischgas-BHKW-Module auswirken wird im nachfolgenden Kapitel genauer untersucht.

#### 2.4.4 Wirtschaftliche Auswertung des Anlagenbetriebes

Die Wirtschaftlichkeit der Mischgas-BHKW-Module im Heizkraftwerk Landwasser lässt sich, wie in Abbildung 35 veranschaulicht wird, vereinfacht aus Einnahmen weniger der Ausgaben berechnen. Auf der Einnahmeseite sind neben den Stromerlösen nach EEG auch die Wärmeerlöse. Bei dieser vereinfachten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden auf der Ausgabenseite nur die Brennstoffkosten angenommen. Kosten für die Wartung und den Betrieb sowie für Hilfsstoffe etc. werden hier nicht betrachtet, da davon ausgegangen wird, dass diese Kosten sich im Großen und Ganzen nicht ändern, unabhängig davon wie die Anlage betrieben wird.

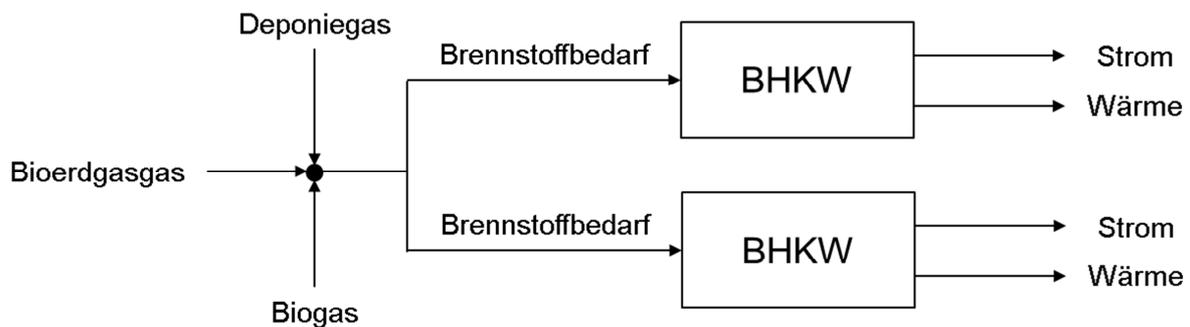


Abbildung 35: Veranschaulichung Wirtschaftlichkeit BHKW

Zur Bestimmung der Wärmeerlöse der BHKW-Module wird zunächst der Referenzwärmepreis für Landwasser auf Basis des Referenzjahres 2013 ermittelt. Es wird der Wärmepreis berechnet, welcher durch die Erzeugung der gesamt benötigten Wärmemenge durch eine konventionelle Wärmeerzeugungsanlage (Heizkesselanlage) anfällt, wenn sie nicht mit KWK-Anlagen erzeugt werden kann. Im Falle von Landwasser wäre dies die Wärmeerzeugung mit den beiden erdgasbefeuerten Spitzenkesselanlagen. Es wird also berechnet, wieviel eine Kilowattstunde Wärme, welche durch die Kesselanlage erzeugt würde, kostet, um diesen Betrag den BHKW-Modulen je erzeugter Kilowattstunde Strom gutschreiben zu können, da durch den KWK-Betrieb die Wärmeerzeugung im Kessel gemindert werden kann.

Sowohl auf der Einnahme- also auch auf der Ausgabeseite ist die Brennstoffzusammensetzung, mit welchem die mischgasbefeuerte BHKW-Module versorgt werden, entscheidend für die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes. Denn je nach Brennstoffzusammensetzung kostet auf der Ausgabenseite der Brennstoff unterschiedlich viel, da die einzelnen Brennstoffe (Deponiegas, Biogas und Bioerdgas) unterschiedlich viel im Einkauf kosten. Und auf der Einnahmeseite wird je nach Brennstoffzusammensetzung der Strom unterschiedlich vergütet, da Strom welcher aus den einzelnen Brennstoffbestandteilen erzeugt wurde für jeden Brennstoff unterschiedlich hoch vergütet wird.

In einer separaten Betrachtung wurden die höheren Aufwendungen für Monteure durch die Stillstandszeitenzunahme auf Grund von Problemen mit dem Brennstoffkonzept bewertet. Um diese Kosten zu beziffern wird angesetzt, dass zur Fehlerbehebung durch das Personal inklusive An- und Abreise pauschal 20 % der fehlerbehafteten Stunden aus der Standzeitenanalyse benötigt wird. Für das Jahr 2012 wären das somit 420 h/a von 2.099 Stillstandsstunden pro Jahr, welche zur Fehlerbehebung gebraucht wurden. Für das Jahr 2013 sind 535 h/a Arbeitsstunden der Monteure bei 2.673 h/a Stillstandszeiten anzunehmen. Für das Jahr 2014 sind ca. 332 h/a Arbeitsstunden bei prognostizierten 1.658 h/a Stillstandszeiten anzunehmen. Zusammenfassend ist zu sagen, dass alleine durch die Reduzierung des Personalaufwands eine erhebliche Kosteneinsparung in Landwasser erreicht werden könnte.

## 2.5 Konzepte für einen optimierten Anlagenbetrieb

Wie sich in den vorangehenden Kapiteln gezeigt hat, ist bei den Mischgas-BHKW-Modulen noch erhebliches Optimierungspotenzial vorhanden, vor allem was die Brennstoffversorgung angeht. Deshalb wird in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben, wie das Brennstoffkonzept angepasst werden muss, um die beiden Mischgas-BHKW-Module auf Volllast betreiben zu können um die im Jahr 2010 in der Planung anvisierten 7.800 h/a zu erzielen.

Wie die Auswertung der Stillstandszeiten zeigt, ist das Hauptproblem für die Minderproduktion der Mischgas-BHKW-Module die Brennstoffversorgung. Sowohl die schnell schwankenden Änderungen der Brennstoffzusammensetzungen und Mengen, als auch die fehlende Versorgungssicherheit bei Ausfall einer Gasproduktionsstätte, führen zu Problemen der Motoren und damit zu einer Erhöhung der Stillstandszeiten im Vergleich zu erdgasgasversorgten BHKW-Konzepten. Selbst die einzige kontinuierlich verfügbare Brennstoffquelle, das Erdgasnetz, kann nicht ausreichend genutzt werden um Bioerdgas zu beziehen. Das Ventil und die Messarmaturen in der vorgelagerten Gasregelstrecke sind nicht für die nötigen Volumenströme ausgelegt, um eine Redundanz in der Versorgung sicherzustellen.

Deshalb wird in den nachfolgenden Unterkapiteln ein optimiertes Brennstoffkonzept für die Versorgung der Mischgas-BHKW-Module in Landwasser erarbeitet.

### 2.5.1 Optimierung der Versorgungssicherheit

Um die Vollbenutzungsstunden der Mischgas-BHKW-Module auf die in der Auslegung anvisierten 7.800 h/a zu erhöhen, muss das Brennstoffkonzept überarbeitet werden und es müssen Umbauarbeiten im Gasversorgungssystem durchgeführt werden.

Der Erdgasanschluss zu den Mischgas-BHKW-Modulen muss so ausgelegt werden, dass beide Mischgas-BHKW-Module zu 100 % aus Bioerdgas versorgt werden könnten, damit eine Redundanz zur Versorgung durch die Mischgasleitung mit Biogas und Deponiegas geschaffen würde.

Für die neue Brennstoffanbindung der BHKW-Module soll jeweils ein motorisch betriebener Dreiwegemischer unmittelbar vor beide BHKW-Module gebaut werden. Pro BHKW-Modul wird dieses Ventil durch zwei separate Gasregelstrecken mit Nullpunktregler, eine für das Biogas-/Deponiegasgemisch und eine für den Erdgasanschluss, mit der Brennstoffversorgung verbunden (Abbildung 36). Das BHKW-Modul kann sich dann den, durch die Ventilstellung vordefinierte, Brennstoff ansaugen. So können die Druckunterschiede in der Mischgasleitung im Vergleich zur Erdgasleitung ausgeglichen werden und es ermöglicht jedem BHKW-Modul mit einer individuellen Gasmischung zu fahren.

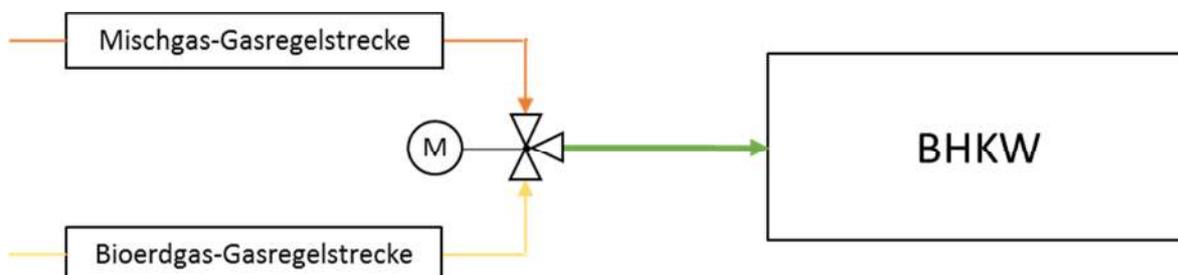


Abbildung 36: Schema überarbeitete Brennstoffversorgung

Es wird davon ausgegangen, dass nach dem Umbau der Gasversorgung ein Betrieb von 7.800 h/a bei maximaler Leistung von 1.600 kW elektrisch und 1.664 kW thermisch erreicht werden kann.

## 2.5.2 Optimierung der Reformgaszusammensetzung

---

Als weiterer Optimierungsschritt werden die Auswirkungen der Brennstoffzusammensetzung auf die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs untersucht. Bereits die Betrachtung der unterschiedlichen Jahre mit ihren unterschiedlichen Brennstoffzusammensetzungen in den vorangehenden Kapiteln zeigen wie wichtig diese für die Wirtschaftlichkeit der Anlage ist.

## 2.5.3 Bioerdgasbetrieb

---

Der Bioerdgasanschluss der Mischgas-BHKW-Module war ursprünglich nur zur Heizwertanhebung des Deponie- Biogasmisches gedacht. Da es sich dabei nur um geringe Mengen, des im Verhältnis zu den anderen Brennstoffen recht teuren Brennstoffes, handelt, waren die Kosten für Bioerdgas vernachlässigbar klein. Mittlerweile kann beim Bioerdgaseinsatz nicht mehr nur von einer Heizwertanhebung gesprochen werden, denn Bioerdgas wird vermehrt dazu verwendet fehlende Brennstoffmengen, aus Deponiegas aber auch Biogas, auszugleichen. Der Bioerdgasanschluss erhöht also die technische Anlagenverfügbarkeit der Mischgas-BHKW-Module, da Bioerdgas, im Gegensatz zu Deponiegas und Biogas, immer in ausreichendem Maße zur Verfügung steht. Hinzu kommt, dass das Bioerdgas immer zu definierten Konditionen zur Verfügung steht, da es sich physikalisch ja um Erdgas handelt. Zum Starten von BHKW-Modulen ist ein solch definierter Brennstoff von Vorteil, da dem Mischer ein vordefinierter *Step*, also eine vordefinierte Öffnung des Mischers und somit ein festgelegtes Gas-Luft-Gemisch, eingestellt wird und eine Regelung des Gas-Luft-Gemisches erst nach Erreichen der Nenndrehzahl aktiviert wird. Da ein Mischgas aus Deponiegas und Biogas immer aus unterschiedlichen volumetrischen Anteilen bestehen kann, müssten jedes Mal vor dem Start die *Steps* der Mischer dem jeweiligen Mischgas angepasst werden. Somit wäre, nach dem Umbau der Brennstoffversorgung, ein Start rein mit Bioerdgas erstrebenswert. Sind die BHKW-Module vollständig auf Nenndrehzahl und die Netzkopplung des Generators abgeschlossen, könnte mit dem Dreiwegemischer langsam immer mehr Mischgas, zugunsten von Bioerdgas, beigemischt werden, bis das gewünschte Brennstoffverhältnis für den Dauerbetrieb erreicht ist.

Da die Bioerdgasmenge, auch bedingt durch diese Maßnahme, tendenziell weiter steigen wird, wird hierdurch die prozentuale Brennstoffversorgung verschoben. Dadurch ändern sich Brennstoffkosten und außerdem nimmt die Bemessungsleistung zu, was die Einspeisevergütung tendenziell sinken lässt. Es muss also untersucht werden ob der Anlagenbetrieb trotz höherem Bioerdgasanteil dennoch wirtschaftlich ist.

### 3 Beispielwirkung

---

In den 300 bereits geschlossenen oder bald schließenden deutschen Deponien entstehen gleichzeitig in den nächsten Jahren noch etwa 180 Mio. Kubikmeter Deponiegas, das die Deponiebetreiber wegen seiner minderen Qualität oft ohne energetische Nutzung abfackeln müssen.

Nicht alle Deponien eignen sich, wegen Ihrer Lage in meist weniger besiedelten Gebieten und dem damit verbundenen Ausbleiben eines Wärmebedarfs, zur energetischen Verwertung von Deponiegas. Doch mindestens 45 weitere Deponien in Deutschland eignen sich für das Verfahren und lassen mit einem Potential von 27 Millionen Kubikmetern Deponiegas eine Ausbeute von 100 Gigawattstunden CO<sub>2</sub>-neutraler Energieerzeugung erwarten.

#### 3.1 Folgeprojekte mit der gleichen Technologie

---

Bislang konnte durch badenovaWärmePlus GmbH & Co. KG noch kein weiteres Folgeprojekt umgesetzt werden.

## 4 Öffentlichkeitsarbeit

### 4.1 Führungen und Vorträge

Nach Fertigstellung der Hauptkomponenten fand am 02. März 2011 die Einweihungsveranstaltung im Heizkraftwerk Landwasser statt:

Freiburg gibt Gas.

Eröffnungsveranstaltung am 2. März 2011.



Abbildung 37: Einladung zur Einweihungsveranstaltung



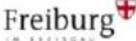
Es fanden zahlreiche Führungen für Fachinteressierte wie Planer, Betreiber öffentlicher Bäder und sonstigen Besuchergruppen.

Hier drei Veranstaltungen im BHKW Landwasser:

- 26 Sep 2006 Tag der offenen Tür
- 11 Jul 2007 Pressekonferenz
- 07 Jun 2008 Samstagsforum

## 4.2 Flyer, Presse, Veröffentlichungen

Pressekonferenz am 1.04.2010 im Rathaus Freiburg:



**13.04.2010 Deponiegas: Neues Projekt von Stadt, badenova, ASF und Remondis sichert Gasnutzung im Blockheizkraftwerk Landwasser für das nächste Jahrzehnt**

- OB Salomon: „Optimierte Deponiegasgewinnung vermeidet rund 3.500 Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich und ist wichtiger Baustein für unsere ambitionierten Klimaschutzziele!“
- 1,5 Kilometer neue Gasleitung wird zwischen Eichelbuck und Landwasser verlegt - Stadtteil profitiert von regenerativer Energieerzeugung

Ein gemeinsames neues Projekt von Stadt, badenova, der Freiburger Abfallwirtschaft (ASF) und des Entsorgungsunternehmens Remondis soll die Deponiegasnutzung für das nächste Jahrzehnt sichern. Nutznießer werden die Bürgerinnen und Bürger des Stadtteils Landwasser sein, die ab Sommer 2010 Strom und Wärme aus regenerativem Bio- und Deponiegas beziehen. „Mit dieser optimierten Deponiegasgewinnung sparen wir jährlich rund 3.500 Tonnen CO<sub>2</sub> ein und leisten einen wichtigen Beitrag zu unseren ambitionierten städtischen Klimaschutzzielen“, erläutert Oberbürgermeister Dieter Salomon den ökologischen Nutzen des Projektes.

Bereits seit 1991 wird Methangas, das beim Vergären des Abfalls in der Deponie Eichelbuck entsteht, zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Eine Rohrleitung transportiert das Gas vom Eichelbuck in den benachbarten Stadtteil Landwasser, wo es im Blockheizkraftwerk (BHKW) des regionalen Energiedienstleisters badenova zu Heizenergie und Strom verwertet wird. Der regenerative Energieträger Deponiegas deckte bisher bis zu 45 Prozent des Wärmebedarfs in diesem Stadtteil ab. Zusätzlich wurden jährlich 10.000 MWh Strom aus Deponiegas erzeugt und ins Netz der badenova eingespeist.

Um Deponiegas energetisch sinnvoll nutzen zu können, muss es einen Methananteil von 50 Prozent haben. Da aber seit 2005 kein frischer Abfall mehr auf der Deponie Eichelbuck abgelagert wird, nahmen die Konzentration des Methangases und auch der Brennwert im Lauf der letzten Jahre ab.

Die ASF, Remondis und die badenova-Tochter Wärmeplus wollen nun in einem gemeinsamen Projekt die Deponiegasnutzung steigern und für ein weiteres Jahrzehnt sichern. Beide Entsorger sind ebenfalls im Geschäft mit regenerativen Energien tätig: Das Wasser- und Kreislaufwirtschaftsunternehmen Remondis betreibt die Vergärungsanlage in der Tullastraße und verarbeitet dort jährlich rund 30.000 Tonnen Bioabfall aus Freiburg und dem Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald, die ASF verwertet seit 2007 Gastronomieabfälle von etwa 10.000 Tonnen jährlich in ihrer Anlage an der früheren Deponie Eichelbuck.

Ab September 2010 soll mit dem Biogas aus der Remondis-Anlage das schwächere Deponiegas „angereichert“ werden. Das Methangas anzureichern, ist eine gemeinsame Idee von ASF und badenova-Tochter Wärmeplus, worüber sich der Leiter der ASF, Michael Broglin, besonders freut. Dazu wird die Biogasanlage durch eine neu verlegte Leitung mit dem bestehenden System verbunden und das Deponiegas zukünftig mit Biogas gemischt. Durch die so genannte Reformierung erreicht das Gas wieder seinen idealen Methangehalt von 50 Prozent und ist für eine Verwertung im BHKW geeignet.

**Abbildung 38: Teil des Presseartikels zur Pressekonferenz vom 13.04.2013**

Energiefakt 01/2011

## Energie aus der Biotonne

### Veredelung von Deponiegas

Was als Biomüll in der Tonne landet, ist für die Energie- und Entsorgungswirtschaft ein wertvoller Rohstoff. In Freiburg wird daraus Strom und Wärme für Tausende Haushalte hergestellt.

Mit der Tochter badenova WÄRMEPLUS, der Abfallwirtschaft und Stadtreinigung Freiburg (ASF) sowie dem Entsorgungsunternehmen Remondis hat badenova in Freiburg ein innovatives Projekt realisiert: Um Deponiegas, dessen Brennwert seit Jahren sinkt, weiter energetisch nutzen zu können, wird es mit Biogas angereichert, das bei der Vergärung organischer Abfälle anfällt. Das Deponiegas stammt aus der Deponie Eichelbuck, wo es unterirdisch bei der Vergärung entsteht. Seit 1991 verwendet WÄRMEPLUS das Deponiegas in zwei Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung und deckt dabei bis zu 45 Prozent des Wärmebedarfs im Stadtteil. „Um Deponiegas dafür nutzen zu können, muss es einen Methan-Anteil von mindestens 50 Prozent haben“, so Klaus Preiser, Geschäftsführer von WÄRMEPLUS.

Da aber seit 2005 kein frischer Müll mehr abgelagert wird, nahm der Brennwert konstant ab. Die Lösung: WÄRMEPLUS verband die eigene Anlage mit der nur 500 Meter entfernten liegenden Biomüll-Vergärung von

Remondis. Mit diesem Biogas wird das schwächere Deponiegas seit Anfang März angereichert. So erreicht es wieder einen idealen Methangehalt von über 50 Prozent und ist für eine Verwertung im BHKW geeignet.



badenova-Vorstand Matthias Nikolay (v. l.), Freiburgs Oberbürgermeister Dieter Salomon, Umweltbürgermeisterin Gerda Stuchlik, Norbert Bethmann, Ehren-Aufsichtsratsvorsitzender der Remondis-Gruppe, und ASF-Chef Michael Broglin drücken den Startknopf

Abbildung 39: Artikel im Energiefakt 01/2011

Artikel in den VKS News im Oktober 2011



Klima und Energie

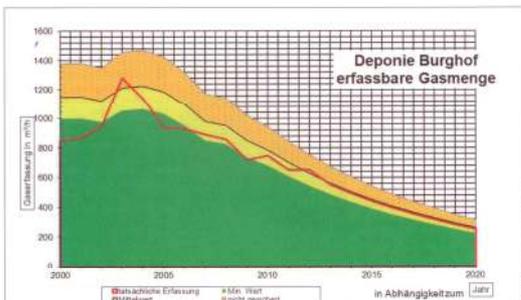


Bild 1: Gasprognose und -erfassung für die Deponie „Burghof“

Iris Ludwigburg führt die deutlich verbesserte Wertschöpfung aus dem Deponiegas zu spürbar gestiegenen finanziellen Zuführungen zur Nachsorgerücklage der Deponien.

**Deponiegasreformierung / Fallbeispiel Freiburg**

Auf die sinkende Deponiegasmenge und -qualität wurde in Freiburg eine aufwendigere, aber innovative Antwort gefunden. Hier geht es nicht allein um die Verwertung, sondern bereits im Vorfeld um die Aufwertung des Energieträgers.

Das auf der Freiburger Deponie „Eichelbuck“ gewonnene Gas wird seit über 30 Jahren in einem 4 km von der Deponie entfernten Blockheizkraftwerk (BHKW) genutzt. Die dort erzeugte Energie versorgt rund 1.000 Haushalte im Freiburger Stadtteil Landwasser mit Wärme und Strom. Verwertet wird hier jedoch nur das höherwertige Gas. Der Gasanteil mit einem niedrigerem CH<sub>4</sub>-Gehalt („Schwachgas“) wurde bisher abgetackelt.



Bild 2: Deponie „Burghof“ Weinlaibental.

Seit Ende 2006 wird auch dieser Anteil über zwei sog. Mikrogasturbinen verwertet. Diese Anlagen ermöglichen die Nutzung von „Schwachgas“ ab einem CH<sub>4</sub>-Gehalt von rd. 30 %. Das ehemals abgetackelte Gas kann somit im Sinne der „Kraft-Wärme-Kopplung“ genutzt werden. Die Abwärme der Gasturbinen wird ebenfalls genutzt. Sie deckt den Wärmebedarf einer auf dem Deponiegelände installierten Anlage zur Behandlung

von Speiseresten (Herstellung von Gärsubstrat). Wie die Mehrzahl der Hausmülldeponien in Deutschland wurde auch die Deponie „Eichelbuck“ zum 31.05.2005 geschlossen. Als Folge der Stilllegung war ein rascher Abfall der Gasproduktion zu verzeichnen.

Die Schließung und fortgesetzte Oberflächenabdichtung sind jedoch nicht

**Klima und Energie**

Immer aus dem Gestein entweichend, wird heute nahezu vollständig entsorgt und verwertet.

Dabei gehen Abfallentsorgung, Klimaschutz und Gefahrenabwehr Hand in Hand. Allein das Erubergas aus dem Ruhrgebiet macht neun Prozent der für die Stromerzeugung in NRW genutzten regenerativen Energien aus. Durch seine hohe Effizienz trägt es sogar 26 Prozent zur Minderung des Treibhausgas CO<sub>2</sub> durch die Regenerativen in NRW bei, gleichzeitig wird verhindert, dass das hochentzündliche Gas in Wohn- und Gewerbegebieten ausströmt.

30 bis 40 Jahre, schätzen die LAMBDA-Experten, wird es dauern, bis die heutigen Quellen für Deponie- und Erubergas versiegen. Viel Zeit, um mit modernsten Anlagen und Expertise

aus dem Ruhrgebiet den Klimaschutz weiter voranzutreiben. (LAMBDA: Führende Technik und Expertise aus dem Ruhrgebiet. Alle Anlagen der AGR Unternehmensgruppe, die Strom und Wärme aus sogenannten biogenen Gasen erzeugen, werden durch die AGR Tochter LAMBDA Gasgesellschaft für Feuertechnik mbH betrieben. Mit rund 25 Mitarbeitern bündelt LAMBDA so die Klimaschutzaktivitäten der AGR. Das kommt auch durch den neuen Slogan aus einem Mitarbeiter-Wettbewerb zum Ausdruck: „LAMBDA Gasstechnik – aktiver Klimaschutz seit mehr als 25 Jahren“.)

Michael Block, AGR mbH, Im Bruchhof 6, 44139 Plettenberg, E-Mail: michael.block@agr.de, Internet: www.agr.de  
Benedit Peher, LAMBDA GmbH, Jahweg 10/11-12/13, 44139 Plettenberg, E-Mail: benedit@lambda.de, Internet: www.lambda.de

Gemeinsam mit der H&M Energietechnik AG + Co. KG, Neumünster, wurde ein innovatives Konzept realisiert. Da am „Burghof“ die Wege zum Wärmeverbraucher zu weit sind, hat sich die W&M den Wärmeverbraucher auf die Deponie bewegt. Dies in Form einer Trocknungsanlage in modularer Bauweise, die direkt vor Ort die Abwärme aus dem neuen Gasmotor (1,2 MWelekt. und 1,6 MWelekt.) aufnimmt. Die Warmluft wird durch Holzackschnitzel hindurch geleitet, die in konventionellen Abfallcontainern eingelagert sind. Von normalen Containern unterscheiden sich die „Trocknungsboxen“ insbesondere durch den Einbau eines Tunnelrohres, das die Warmluft im beladenen Container verteilt. Innerhalb weniger Tage reduziert sich der Wassergehalt der Hackschnitzel von 50 % auf rund 15 % (t). Damit werden ganz neue Vermarktungsmöglichkeiten für diesen nachwachsenden Brennstoff eröffnet. Die A+S NaturEnergie GmbH, Pfaffenhofen, ist Spezialist für Brennstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen und hat bei diesem Projekt die Aufgabe der Bereitstellung der Hackschnitzel und deren anschließender Vermarktung übernommen. Die Verstromung ging im Dezember 2010 und die Trocknung im Mai 2011 in Betrieb. Zurzeit werden Anlagenoptimierungen vorgenommen, um das Ziel von rund 10.000 t getrockneten Hackschnitzeln pro Jahr sicher zu erreichen. Erfreulich ist, dass nicht nur das Grundprinzip funktioniert, sondern durch eine ausgeklügelte Wärmedämmung eine sehr hohe Ausnutzung des Energiegehaltes des Deponiegases möglich wurde.

Das neue Projekt hat viele Gewinner. Durch das Baukastensystem kann mit dem mittelfristig zu erwartenden weiteren Rückgang des Gasaufkommens auch die Trocknungsanlage sukzessive wieder verkleinert werden. Der Deponiebetrieb wird nun kostengünstig mit seinem „eigenem Strom“ versorgt. Neben der Trocknung verbleibt genug Energie für die Gebäudebeheizung. Der regionale Brennstoffmarkt wird um ein weiteres hochwertiges Produkt bereichert. Und im Land-

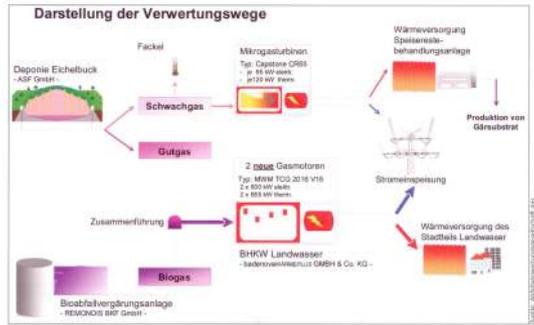
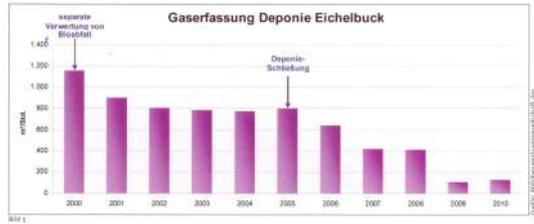
**Optimierung der Gasverwertung auf Deponien**

Andreas Sawatzki, Freiburg, Albrecht Tschackert, Ludwigsburg

Die biochemischen Abbauprozesse von organischen Verbindungen und Materialien im Müllkörper führen zur Bildung von Methan und Kohlenstoffdioxid. Als Ergebnis dieser natürlichen Reaktionen entstehen in 15 bis 20 Jahren aus einer Tonne Hausmüll ca. 100 bis 200 m<sup>3</sup> Deponiegas mit einem mittleren Methananteil um 55 Vol-% und einem Energieinhalt von etwa 5,0 bis 5,5 kWh/m<sup>3</sup>. Soweit die nüchterne Definition für dieses über riechende und explosive Gasgemisch, mit dem man in der Frühzeit der Deponietechnik überwiegend Jäger mit den Deponieanlagen verband. Später hat man den Nutzwert des heizwertreichen Gases erkannt und „verstromt“ es in Blockheizkraftwerken. Aber auch diese Situation gehört an vielen Deponiestandorten der Vergangenheit an. Die Grafik 1 zur Gasprognose und Gasabzugauf der Deponie „Burghof“ im Land-

kreis Ludwigsburg zeigt den Rückgang der Gasmenge. Der Verlauf ist exemplarisch für viele frühere „Rohmülldeponien“. Die Gasmenge und der Methananteil verringern sich. Bereits seit 1985 wird auf der Deponie „Burghof“ bei Vaihingen/Enz im Landkreis Ludwigsburg das Deponiegas verstromt. In der Hochzeit des Gasaufkommens wurden rund 1.300 m<sup>3</sup> Gas pro Stunde erfasst und in bis zu vier Gasturbinen verbrannt. 151 Mio. kWh elektrische Energie wurden seither erzeugt, im Durchschnitt der jährliche Bedarf (t) von etwa 1.800 Haushalten (1,2 Pers./HH). Die Abwärme wurde mangels ortsnaher Abnehmer nur in kleinen Teilen für die Beheizung der Betriebsgebäude der Deponie genutzt. Im Jahr 2010 wurde die Gasverwertung auf moderne Beine gestellt.

**Klima und Energie**



die einzigen Ursachen für die sinkende Gasmenge. Diese kündigte sich bereits Ende der neunziger Jahre mit Einführung der separaten Bioabfallsammlung an, bis 2001 waren ca. 90 % der Freiburger Haushalte an die Biotope angeschlossen. Seither werden jährlich rd. 30.000 Tonnen Bioabfall aus der Stadt Freiburg und dem Landkreis Breisgau Hochschwarzwald in der Bioabfallvergasungsanlage der

Firma Remondis BKF GmbH (BKF) verarbeitet. Somit wurde der Deponiegasproduktion schon vor über 10 Jahren potentes organisches Material vorenthalten.

Mit der Deponieschließung konnte seit 2005 immer weniger Gas an das BHKW Landwasser geliefert werden. Die Auslastung der Gasturbinen im BHKW ließ sich mit Deponiegas alleine nicht

mehr aufrechterhalten. Somit war der Betreiber gezwungen, kontinuierlich fremde Brennstoffe zuzuführen.

Seit vielen Jahren versuchen die Betreiberin des BHKW Landwasser, die badenovaWÄRMEPLUS GmbH & Co. KG und die ASF GmbH in enger Zusammenarbeit, die Deponiegasfassung und somit den Betrieb des BHKW zu optimieren. Als dritter Akteur wurde



# Regenerative Strom- und Wärmeerzeugung im Stadtteil Landwasser

Das innovative Projekt von badenovaWÄRMEPLUS der Stadt Freiburg (ASF) und REMONDIS sichert die umweltfreundliche Energieversorgung von 4.900 Haushalten mit Strom und etwa 1.200 Haushalten mit Wärme.

Eine nachhaltige Energieversorgung gab es für den Stadtteil Landwasser schon im letzten Jahrhundert.

Seit Mitte 1990 betreibt badenovaWÄRMEPLUS bereits eine Wärmeverzweigungsanlage im Stadtteil Landwasser. Fünf BHKW-Module (Blockheizkraftwerk) liefern gas-jährig Strom und Wärme für ca. 3.400 Haushalte, der Cogeneration und für die DAK-Stationen in Landwasser.

Die fünf BHKW-Module werden 20 Jahre lang überlagert mit teilweise beschränkten Deponiegas aus der Deponie Eichelbuck betreiben. Bedingt durch die hohen Betriebskosten der BHKW-Module waren diese inzwischen nicht rentierbar und wirtschaftlich und konnten die gestiekenen Emissionsgrenzwerte nicht mehr einhalten.

Nach genehmigter für die komplette Modernisierung der BHKW war die Tatsache, dass erst 2005 ein moderner Krieger der Deponiegasanlage fertig. Seit dieser Zeit wird kein Gas mehr auf der Deponie Eichelbuck eingelagert. Hierdurch kommt es zunehmend auch in Schwankungen des Methananteils im Deponiegas, wodurch eine zunehmend und energetisch optimale Mischung von Deponiegas in den alten BHKW-Modulen nicht mehr gewährleistet werden konnte.

Dabei bestand die Wärmeverzweigungsanlage Anfang 2010 nur noch aus zwei BHKW-Modulen, zwei BHKW-Stationen für den Spitzenlastbetrieb und einen ergebnisorientierten Kessel für Notfälle.

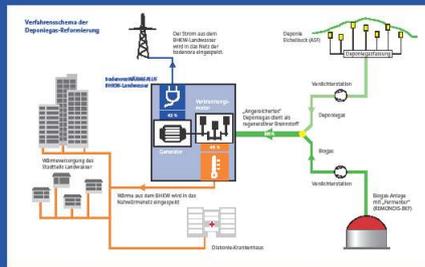
Eine ökologische und ökonomische Modernisierung für ein als wirtschaftliches Energieerzeugnis, das BHKW-Modulen von Grund auf neu zu installieren und zu modernisieren.



Unterirdische Gasleitungen transportieren das Gas täglich aus der Deponie Eichelbuck und – das ist neu – aus der Biogasanlage REMONDIS zum BHKW Landwasser, dafür wurde extra eine weitere, 1,5 km lange Gasleitung verlegt.

### Daten und Fakten der beiden neuen BHKWs:

- Wärmeleistung pro BHKW 810 kW thermisch. Mit dieser Leistung können etwa 11.500 MWh pro Jahr erzeugt werden, die ausreichen um etwa 1.200 Haushalte zu versorgen.
- Stromleistung pro BHKW 400 kW elektrisch. Mit dieser Leistung können etwa 11.500 MWh pro Jahr erzeugt werden, die ausreichen um etwa 4.900 Haushalte zu versorgen.
- Wirkungsgrad: über 87 % der eingesetzten Brennstoffe
- CO<sub>2</sub>-Einsparung: ca. 18.000 Tonnen jährlich



Mit der optimalen Nutzung von Deponie- und Biogas können die ambitionierten Klimaschutzziele sowie eine nachhaltige Energieversorgung langfristig gesichert werden.

Die Neukonzeption des BHKW Landwasser basiert auf der optimalen Nutzung der Gase aus der Deponie Eichelbuck und der Biogasanlage REMONDIS. Durch eine Anreicherung (Reformierung) des Schwachen Deponiegases mit starkem Biogas können die beiden neuen BHKW ihre maximale Leistung einfließen.

Neben den neuen, leistungsstarken BHKW, war auch eine neue, 1,5 Kilometer lange Biogasleitung, von REMONDIS in der Talstraße zu der bestehenden Deponiegasleitung im Mooswald notwendig.

Seit können die rund 30.000 Tonnen Biogas aus Freiburg und dem Landkreis Hochschwarzwald optimal verwertet werden, denn bisher konnte das in der REMONDIS-Anlage erzeugte Biogas nur in Strom umgewandelt und eingespeist werden. Durch die Verbrennung im BHKW Landwasser wird zusätzlich auch die Wärmenergie genutzt.

Die Modernisierung der Energiezentrale bringt für den Stadtteil Landwasser neben einer verbesserten regenerativen Energieerzeugung mit Wärme und Strom auch eine deutliche Entlastung an Klimaschutz-Nutzen CO<sub>2</sub>. Durch die innovative Nutzung von Deponie- und Biogas ersparen wir der Umwelt zukünftig jährlich etwa 18.000 Tonnen Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>-Emissionen).

badenovaWÄRMEPLUS investierte in die Modernisierung des BHKW Landwasser und der neuen Gasleitung für den Anschluss an die Biogasleitung rund zwei Millionen Euro.

Für diese positive Umweltbilanz spricht auch der hervorragende Wirkungsgrad der neuen Anlage. Würde mit der bisherigen Anlage ein elektrischer Wirkungsgrad von 83 % erreicht, erreicht die modernisierte Anlage hier gut 42 %. Eine Steigerung von rund 35 %, bei einer gleich hohen Gesamtenergieausnutzung. Das Prinzip der Kraftwärmekoppelung in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) ist weiterhin deutlich effektiver, als die immer noch weit verbreitete getrennte Energieerzeugung von Wärme und Strom. In Deutschland werden bei der Stromerzeugung in Großkraftwerken heute immer noch vorrangig Kohle, Erdgas und Uran genutzt. Im Durchschnitt wird dabei ein Gesamtwirkungsgrad von nur knapp 42 % erreicht, der Rest geht buchstäblich zum Schornstein hinaus.



Mit diesem innovativen Mischkonzept von Deponie und Biogas und dem ökologischen Vorbildcharakter des gesamten Projekts haben die Partner und badenovaWÄRMEPLUS bereits mehr gezeigt, dass die Energiewende weiter konsequent voranschreitet – zum Wohle von Klima und Region.



Abbildung 41: Projekttafel im BHKW Landwasser

# Freie Fahrt für den Klimaschutz

## Energierundfahrten in Freiburg: am Samstag, 8. Oktober 2011

... im Rahmen des Energietages Baden-Württemberg

Das bieten wir Ihnen an diesem Tag:

- Begrüßung im Betriebshof VAG-Zentrum
- kostenfreie Straßenbahntour vorbei an beispielhaften Energiesparprojekten
- inklusive Besichtigung des Heizkraftwerks in Landwasser

**Treffpunkt um 11.00 Uhr und 14.30 Uhr, Betriebshof VAG-Zentrum, Besençonallee 99, 79111 Freiburg**

Eine Anmeldung wird wegen der begrenzten Teilnehmerzahl empfohlen.  
Ihre Teilnahme reservieren Sie unter Telefon 0761-279 2555 oder E-Mail [energieberatung@badenova.de](mailto:energieberatung@badenova.de).  
Freifahrtscheine können Sie auch direkt im Pluspunkt der VAG abholen.

**CO2 AB!**  
Freiburger Verkehrs AG  
Landes- und Verkehrsverbund

badenova Energy. No. Other. | badenova.de | Freiburg IM HERZ VON | freiburg.de | Freiburgischer Verkehrs-AG Landes- und Verkehrsverbund | VAG | w.freiburg.de

0150\_12050\_FLY\_FreFahrt08ok\_A5\_4c\_V02.indd 1 | 11.08.11 11:38

Abbildung 42: Einladung zur Energierundfahrt



Pressespiegel vom 03.03.2011

RegioTrends, 02.03.2011



## Gemeinschaftsprojekt von ASF, badenova, REMONDIS - Grüne Energie aus Deponiegas für Freiburg-Landwasser

Wie wird aus Biomüll, der tagtäglich über die „braune Tonne“ entsorgt wird, saubere Energie für Landwasser?



Wie sichert man die Nutzung von Deponiegas, auch wenn dessen Brennwert stetig sinkt? Die Abfallwirtschaft und Stadtreinigung Freiburg (ASF), der regionale Energiedienstleister Badenova und das Entsorgungsunternehmen REMONDIS haben hierfür ein innovatives Konzept entwickelt: Indem Deponiegas mit Biogas aus Speiseresten vermischt wird, kann es weiterhin umweltschonende Energie für den Stadtteil Landwasser liefern. Das Verfahren ist deutschlandweit einmalig und könnte bundesweit Beispielcharakter für andere Deponien haben.

Bereits seit 1991 wird Methangas, das beim Vergären von Hausmüll in der Freiburger Deponie Eichelbuck entsteht, zur klimafreundlichen Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Per Rohrleitung gelangt das Gas in den Stadtteil Landwasser, wo es im Blockheizkraftwerk (BHKW) von Badenova-Wärmeplus zu Wärme und Strom verwertet wird. Bis zu 45 Prozent des Wärmebedarfs im Stadtteil wurden durch den regenerativen Energieträger Deponiegas bisher abgedeckt. Um Deponiegas energetisch sinnvoll nutzen zu können, ist jedoch ein Methananteil im Gas von 50 Prozent nötig. „Da seit 2005 kein frischer Hausmüll mehr auf der Deponie Eichelbuck abgelagert wird, nahm der Brennwert stetig ab, die bewährte Lösung stand vor dem Aus“, so Michael Broglin, Geschäftsführer der ASF. Das Deponiegas aufgrund seiner minderen Qualität einfach abzufackeln, wäre eine alles andere als ökologische Lösung gewesen und stand deshalb nicht zur Debatte.

### „Braune Tonne“ liefert umweltfreundliche Energie

Kern des neuen Konzeptes ist die Anreicherung des Deponiegases: Seit Dezember 2010 wird es mit Biogas aus der Bioabfallvergärungsanlage der REMONDIS BKF vermischt. In dieser wird der gesamte Bioabfall, rund 30.000 Tonnen jährlich, aus Freiburg und dem Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald zusammengeführt: Was die Bürger in der „braunen Tonne“ entsorgen, wird dort zu erneuerbarer Energie verarbeitet. Das von REMONDIS im Industriegebiet Nord erzeugte Biogas wird über eine neu verlegte 1,5 km lange Gasleitung in den Mooswald transportiert. Dort trifft es auf die bereits vorhandene 4 km lange Leitung, die Deponiegas von der Deponie Eichelbuck nach Landwasser liefert. Beide Leitungssysteme wurden im Dezember von Badenova-Wärmeplus verbunden: Das schwächere Deponiegas wird durch das hinzukommende Biogas „reformiert“ (angereichert), so dass das Gasgemisch wieder einen Methangehalt von 50 Prozent und mehr erreicht. Im BHKW Landwasser kann das Gasgemisch gegebenenfalls weiter optimiert werden, indem Biomethan in Erdgasqualität zugemischt wird. Das Gemisch aus erneuerbaren Energien wird zur gekoppelten Strom- und Wärmeenergie genutzt. „Mit der regenerativ bereitgestellten Energie können etwa 4.900 Haushalte ein Jahr lang mit Strom und etwa 1.200 Haushalte mit Wärme versorgt werden, erläutert Klaus Preiser, Geschäftsführer von Badenova-Wärmeplus, die ökologische Energieversorgung Landwassers für die kommenden Jahre sei damit gesichert.

Bisher wurde das in der REMONDIS-Anlage erzeugte Biogas in Strom umgewandelt, der ins öffentliche Netz der Badenova eingespeist wird. Der Wärmeanteil der Energie ging ungenutzt verloren, da es in der Nähe keine geeigneten Wärmeabnehmer gab. Durch die Koppelung der Wärmeanlagen kann nun die anfallende Wärmeenergie komplett genutzt werden - dies ist nicht nur ein wirtschaftlicher Gewinn, sondern auch ein großer Gewinn für Umwelt und Klima.

Beitrag zur Erfüllung der städtischen Klimaschutzziele

Fortsetzung...

Abbildung 43: Presseartikel im Pressespiegel RegioTrends vom 02.03.2011