

## **Leitfaden Biomethan BHKW – direkt.**

Eine Handreichung für mit Biomethan betriebene  
Blockheizkraftwerke gemäß EEG 2012 mit Schwerpunkt  
Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Erzeugung von  
Strom aus Biomethan.

# Impressum.

## Herausgeber.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)  
Regenerative Energien  
Chausseestraße 128 a  
10115 Berlin  
Tel: +49 (0)30 72 61 65-600  
Fax: +49 (0)30 72 61 65-699  
E-Mail: [info@dena.de](mailto:info@dena.de)  
Internet: [www.dena.de](http://www.dena.de)

## Redaktion.

Sandra Rostek, dena  
Matthias Edel, dena  
Alexandra Lermen, dena

Stand: 11/2013

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

## Mit freundlicher Unterstützung von:

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



## Verbundpartner:



Berlin, November 2013

## **Autoren.**

Dr. Martin Altmann, Becker Büttner Held

Lorenz Baur, Landwärme

Jochen Bennewitz, Städtische Werke Kassel AG

Andreas Ebell, Lichtblick SE

Zoltan Elek, Landwärme

Lothar Gottschalk, bmp greengas

Uwe Holzhammer, Fraunhofer IWES

Dr. Roland Kahn, Haase Energietechnik

Joachim Krassowski, Fraunhofer UMSICHT

Thomas Krause, Fraunhofer IWES

Sebastian Mahlow, Lichtblick SE

Silvia Reichelt, Becker Büttner Held

Tim Reischke, ARCANUM Energy

Karsten Spahn, agri.capital

Peter Zumdick, ARCANUM Energy

# Inhalt.

<b>1</b>	<b>Abstract.....</b>	<b>10</b>
<b>2</b>	<b>Vorstellung des Projekts.....</b>	<b>11</b>
2.1	Hintergrund.....	11
2.2	Der Leitfaden. ....	11
<b>3</b>	<b>Vorteile von Biomethan in KWK.....</b>	<b>14</b>
<b>4</b>	<b>Biomethanmarkt.....</b>	<b>17</b>
4.1	Produktion, Kapazitäten und Ziele in Deutschland.....	17
4.2	Biomethanarten.....	18
4.3	Biomethanbezug und -preise.....	19
4.4	Biomethantransport & -bilanzierung.....	20
4.5	Nachweisführung.....	24
<b>5</b>	<b>Das EEG als Förderinstrument Nr. 1 für Biomethan.....</b>	<b>26</b>
5.1	Anwendungsbereich.....	26
5.2	Das Prinzip der Vergütung nach dem EEG.....	26
5.3	Die „feste“ Vergütung für Strom aus Biomasse.....	27
5.3.1	Überblick.....	27
5.3.2	Die Grundvergütung für Biomasse.....	27
5.3.3	Vergütungsvoraussetzungen.....	28
5.3.4	Einsatzstoffabhängige Zusatzvergütungen.....	31
5.3.5	Gasaufbereitungsbonus.....	33
5.4	Nachweisführung gegenüber dem Stromnetzbetreiber.....	34
5.5	Direktvermarktung des erzeugten Stroms.....	35
5.5.1	Formen der Direktvermarktung.....	35

5.5.2	Abwicklung der Direktvermarktung. ....	36
5.5.3	Höhe der Marktprämie.....	37
5.5.4	Ermittlung der Marktprämie. ....	39
5.5.5	Wirtschaftlichkeit Marktprämienmodell. ....	40
5.5.6	Flexibilitätsprämie für zusätzlich installierte Leistung.....	41
<b>6</b>	<b>Marktanalyse.....</b>	<b>45</b>
6.1.1	Anwendungsfälle und Geschäftsmodelle. ....	45
6.1.2	Potenziale.....	46
6.1.3	Spezifikationen von Wärmesenken. ....	47
6.1.4	Erzielbare Wärmepreise. ....	48
6.1.5	Bestand der Biomethan-BHKWs in Deutschland. ....	49
<b>7</b>	<b>Erschließung von Wärmesenken mittels Biomethan-BHKWs.....</b>	<b>52</b>
7.1	Akteursstrukturen. ....	52
7.2	Betriebskonzepte. ....	52
7.2.1	Rein wärmegeführte Betriebsweise. ....	53
7.2.2	Wärmegeführte Betriebsweise unter Berücksichtigung des Strompreises.....	55
7.2.3	Wärme- und stromgeführte Betriebsweise.....	56
7.3	Investitionen.....	56
7.4	Technische Anlagen – BHKWs. ....	57
7.5	Wärmespeicher.....	59
7.5.1	Sensible Wärmespeicher.....	60
7.5.2	Flüssige Speichermedien. ....	60
7.5.3	Feste Speichermedien. ....	61
7.5.4	Latentwärmespeicher. ....	61
7.5.5	Aufstellungsbedingungen für Wärmespeicher. ....	62

7.6	Standorterschließung.....	64
7.6.1	Gasanschluss.....	64
7.6.2	Stromanschluss. ....	65
7.6.3	Bauliche Maßnahmen. ....	65
7.7	Messkonzept Strom und Gas.....	67
7.8	Platzbedarf und Aufstellraum für BHKWs.....	67
7.9	Einbindung. ....	68
7.10	Genehmigung. ....	69
7.11	Zeiträume.....	71
7.12	BHKW-Anmeldung nach dem EEG.....	72
7.13	Finanzierung. ....	73
7.14	Versicherungen.....	73
<b>8</b>	<b>Weiterführende Förderungs- und Optimierungsmöglichkeiten. ....</b>	<b>75</b>
8.1	Optimierung von Netzentgelten und Umlagen. ....	75
8.1.1	Netzentgelte. ....	75
8.1.2	Regel- und Ausgleichsenergieumlage.....	75
8.2	Energie- und stromsteuerrechtliche Optimierungsmöglichkeiten. ....	76
8.2.1	„Input-Entlastung“ für das eingesetzte Biomethan nach dem EnergieStG. ....	76
8.2.2	„Output-Entlastung“ für den erzeugten Strom nach dem StromStG.....	79
8.3	Förderung von Wärmespeichern. ....	80
8.4	Grünstromprivileg.....	81
8.5	Verbesserung des Primärenergiefaktors.....	82
8.6	Teilnahme am Regelenenergiemarkt. ....	82
8.6.1	Preisentwicklung Regelenenergiemarkt.....	85
8.6.2	Minutenreserveleistung. ....	86

8.6.3	Sekundärregelleistung.....	87
8.6.4	Regelenergie in der Praxis. ....	88
8.7	KfW-Förderung.....	89
<b>9</b>	<b>Untersuchte Modellfälle und deren Wirtschaftlichkeit.....</b>	<b>90</b>
9.1	Wärmelastgänge. ....	90
9.2	BHKW-Auslegung und Betriebsweise.....	92
9.2.1	Rein wärmegeführte Betriebsweise. ....	92
9.2.2	Wärmegeführte Betriebsweise unter Berücksichtigung des Strompreises.....	93
9.2.3	Wärme- und stromgeführte Betriebsweise.....	94
9.3	Wärmebedarfsdeckung und Wärmespeicherdimensionierung. ....	95
9.3.1	Vorgehensweise. ....	95
9.3.2	Erforderliche Wärmespeicherkapazitäten und Volumina.....	98
9.4	Rahmendaten der Wirtschaftlichkeitsberechnungen.....	108
9.4.1	Kapitalgebundene Kosten. ....	108
9.4.2	Verbrauchsgebundene Kosten. ....	111
9.4.3	Betriebsgebundene Kosten. ....	114
9.4.4	Sonstige Kosten. ....	116
9.4.5	Erlösstruktur. ....	116
9.4.6	Wärmeerlöse. ....	122
9.4.7	Übersicht der Kosten und Erlöse. ....	122
9.5	Zusammenfassung der grundlegenden Eckdaten der untersuchten BHKW-Lösungen.....	124
9.6	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wärmesenken. ....	126
9.6.1	Standort Krankenhaus. ....	126
9.6.2	Standort Bürogebäude.....	127

9.6.3	Standort Fernwärme.....	128
9.6.4	Sensitivitätsanalyse.....	130
9.7	Fazit.....	131
<b>10</b>	<b>Praxisbeispiele für Biomethan-BHKW-Projekte.....</b>	<b>133</b>
10.1	Umwidmung von Bestands-BHKWs auf Biomethan.....	133
10.1.1	Beispiel 1: BHKWs in der Fernwärmeerzeugung.....	133
10.1.2	Beispiel 2: BHKW für ein Schwimmbad.....	134
10.1.3	Beispiel 3: BHKW für einen Wohnkomplex.....	135
10.1.4	Weiteres Umwidmungspotenzial.....	135
10.2	BHKWs in der EEG-Direktvermarktung.....	136
10.2.1	Beispiel 4: Umwidmung von BHKWs in der Fernwärmeerzeugung.....	136
10.3	ZuhauseKraftwerke in der EEG-Direktvermarktung.....	137
10.3.1	Das SchwarmStrom-Konzept.....	137
10.3.2	ZHKWs im EEG – aktuelle Bestandsaufnahme.....	137
<b>11</b>	<b>Weiterführender Rechtsrahmen.....</b>	<b>142</b>
11.1	Weitere Fördermöglichkeit: EEWärmeG.....	142
11.1.1	Voraussetzungen für die Erfüllung der Nutzungspflicht.....	143
11.1.2	Nachweise.....	143
11.2	Gasnetzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen.....	144
11.2.1	Netzanschlussverfahren.....	145
11.2.2	Verträge.....	146
11.3	Biomethanbezugsvertrag.....	147
11.4	Gasnetzanschluss eines Biomethan-BHKWs.....	149
11.5	Wärmeliefervertrag und AVBFernwärmeV.....	149
11.6	Weitere Verträge.....	150



11.6.1	Netzanschluss- und Einspeisevertrag (Stromnetz).....	150
11.6.2	Kauf- und ggf. Wartungsvertrag BHKW.....	150
<b>12</b>	<b>Branchenakteure und Kontakte.....</b>	<b>151</b>
12.1	Projektpartner.....	151
12.1.1	Deutsche Energie-Agentur.....	151
12.1.2	Becker Büttner Held (BBH).....	152
12.1.3	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).....	152
12.1.4	Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT.....	153
12.1.5	Landwärme GmbH.....	153
12.2	Praxispartner.....	154
12.2.1	agri.capital.....	154
12.2.2	ARCANUM Energy.....	154
12.2.3	bmp greengas GmbH.....	155
12.2.4	enerbasics.....	155
12.2.5	HAASE Energietechnik GmbH.....	155
12.2.6	LichtBlick SE.....	156
12.2.7	Städtische Werke AG.....	156
12.3	Weitere Unterstützung.....	156
<b>13</b>	<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>158</b>
<b>14</b>	<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>160</b>
<b>15</b>	<b>Abkürzungen.....</b>	<b>162</b>
<b>16</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>165</b>

# 1 Abstract.

Blockheizkraftwerke (BHKWs) können alternativ zu Erdgas mit Biomethan über das Erdgasnetz versorgt und befeuert werden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht – je nach Anlagengröße und Inbetriebnahmedatum der Anlage – eine feste Einspeisevergütung für in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom vor. Dabei sind an geeigneten Wärmesenken in der Grundlastversorgung marktgerechte und konkurrenzfähige Wärmepreise möglich. Mit der Einführung des EEGs 2012 wurde die Möglichkeit ausgeweitet, Strom aus Biomethan-BHKWs bedarfsgerecht und flexibel zu erzeugen und direkt am Strommarkt zu veräußern (Direktvermarktung). Zusätzlich zu den in der Direktvermarktung erzielten Stromerlösen kann eine Vergütung in Form einer Marktprämie ausgezahlt werden. Die Bereitstellung zusätzlicher Stromerzeugungskapazitäten, die das BHKW in die Lage versetzen, die Stromerzeugung flexibel nach dem Bedarf auf dem Strommarkt auszurichten, kann für direkt vermarkteten Strom aus Biomethan-BHKWs zusätzlich mit der Flexibilitätsprämie belohnt werden.

Durch die Kombination aus geschickter Stromvermarktung und der Nutzung der neu geschaffenen Möglichkeiten zur Direktvermarktung können im Vergleich zur herkömmlichen Festvergütung signifikante Mehrerlöse erzielt werden. Eine entsprechende Auslegung erlaubt Betreibern von Biomethan-BHKWs zudem, am Regelenenergiemarkt teilzunehmen und die Erlössituation weiter zu verbessern. Damit werden für Wärmesenken, die bisher nicht für KWK-Konzepte in Betracht kamen, Biomethan-BHKW-Lösungen wirtschaftlich interessant. Anhand einer detaillierten Untersuchung von drei Modell-Wärmesenken zeigt der vorliegende Leitfaden die Auslegungskriterien und wirtschaftlichen Potenziale von Biomethan-BHKWs im EEG 2012 auf. Es zeigt sich, dass Biomethan-BHKWs in der Lage sind, fossil befeuerte BHKWs auf dem deutschen Wärmemarkt zu verdrängen und der Anteil der KWK-Stromerzeugung durch das Erschließen neuer Wärmestandorte weiter gesteigert werden kann. Beide Entwicklungen erhöhen den Anteil erneuerbarer Wärme und erneuerbaren Stroms in Deutschland und sparen CO<sub>2</sub> ein.

## 2 Vorstellung des Projekts.

### 2.1 Hintergrund.

Das dieser Publikation zugrunde liegende Vorhaben „Entwicklung, Umsetzung und Kommunikation eines Leitfadens für mit Biomethan betriebene Blockheizkraftwerke gemäß EEG 2012 mit Schwerpunkt Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Erzeugung von Strom aus Biomethan“ wurde mit freundlicher Unterstützung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Rahmen des Programms „Förderung von Forschung und Entwicklung zur klimaeffizienten Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ gefördert. Die fachliche und administrative Begleitung des Vorhabens erfolgte durch den Projektträger Jülich (PtJ). Initiiert und koordiniert wurde das Vorhaben durch die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Der vorliegende Leitfaden informiert umfassend über die Möglichkeiten, Chancen und Herausforderungen beim Einsatz von Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung. Er beschreibt eine Vorgehensweise für den Biomethaneinsatz in BHKWs, führt zahlreiche Kennwerte auf und stellt erstmals verschiedene Ansätze für die Optimierung der Wirtschaftlichkeit bei Direktvermarktung des erzeugten Stroms und zusätzlicher Anlagenflexibilisierung vor. Damit richtet sich der Leitfaden sowohl an Experten aus der Energiebranche als auch an private BHKW-Betreiber und Unternehmen, die sich über die Energieversorgung über ein mit Biomethan betriebenes BHKW informieren wollen.

Dem Vorhaben unterliegt die Motivation, die Marktdurchdringung von Biomethan weiter zu befördern. Trotz der wachsenden Bedeutung, die diesem regenerativen Energieträger im Zuge der Energiewende zukommt, ist das Marktpotenzial bei weitem noch nicht ausgeschöpft. Im Vergleich zu anderen regenerativen Energieformen wie Wind und Sonne besteht für Biomethan noch erheblicher Aufklärungsbedarf, der mit der vorliegenden Publikation adressiert werden soll.

### 2.2 Der Leitfaden.

#### **Konzept.**

Mit der Einführung des EEGs 2012 legt der Gesetzgeber einen stärkeren Fokus auf die bedarfsorientierte Stromerzeugung und eine verbesserte Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Stromerzeugung. Das Gesetz enthält zusätzliche Instrumente zur Direktvermarktung wie das Marktprämienmodell- und die Flexibilitätsprämie zur Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan. Diese Instrumente ermöglichen neue Konzepte für Biomethan betriebene BHKWs, die sich in der Auslegung und Konzeption erheblich von herkömmlichen, „klassischen“ BHKW-Lösungen unterscheiden können.

Diese neuen Optionen machen den Kern des Leitfadens aus. Er betrachtet möglichst umfassend relevante Gesichtspunkte, wie beispielsweise die rechtlichen Rahmenbedingungen mit verstärktem Fokus auf dem EEG, Aspekte der Projektentwicklung, grundlegende Zusammenhänge, aber auch praxisnahe Sachverhalte und reale Beispiele.

Bei der Technologiewahl zur Versorgung einer Wärmesenke müssen sich Lösungen mit Biomethan-BHKWs in der Praxis neben ökologischen Aspekten immer auch mit der Wirtschaftlichkeit alternati-

ver Möglichkeiten der Wärmeversorgung messen – allen voran mit erdgasgefeuerten BHKWs, die eine Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz erhalten. Auf einen entsprechenden direkten Vergleich der Wirtschaftlichkeit wird in dieser Publikation verzichtet, da konventionelle Lösungen auf dem Markt etabliert sind. Es werden aber für drei typische Wärmelastprofile und -standorte (Krankenhaus, Fernwärmenetz und Bürogebäude) die erforderlichen Wärmepreise bei der Versorgung mit einem Biomethan-BHKW ermittelt, die es interessierten Leserinnen und Lesern ermöglichen, selbst einen Vergleich vorzunehmen.

Es zeigt sich, dass Biomethan-BHKWs grundsätzlich auch in rein wärmegeführter Auslegung einen konkurrenzfähigen Wärmepreis anbieten können. Gerade aber im flexiblen Betrieb mit Fokus auf einer bedarfsgerechten Stromerzeugung und gleichzeitig vollständigen Nutzung der Wärme sind signifikante Mehrerlöse im Vergleich zu einer klassisch wärmegeführten Betriebsweise möglich. In vielen Fällen ergibt sich so sogar die Möglichkeit, Wärmesenken mittels Biomethan-KWK wirtschaftlich zu erschließen, die normalerweise für eine BHKW-Lösung unter Inanspruchnahme der KWKG-Förderung uninteressant waren.

Um diese Vorteile und die damit verbundenen Potenziale auszuschöpfen, ist jedoch eine Abkehr von der klassischen, rein wärmegeführten BHKW-Auslegung notwendig. Deshalb lohnt es sich, in der Konzeptionsphase eines BHKW-Projekts nicht nur unterschiedliche Brennstoffe und deren zugehörige Stromvergütung bei gleicher BHKW-Größe zu betrachten, sondern grundlegend unterschiedliche Auslegungskriterien und BHKW-Betriebsweisen zu untersuchen. Dazu bietet der Leitfaden technische, rechtliche und wirtschaftliche Informationen sowie Praxistipps aus erster Hand.

Am 19. Juni 2013 fand im Rahmen des Vorhabens ein Branchenfachgespräch bei der Deutschen Energie-Agentur (dena) in Berlin statt. Vor einem breiten Querschnitt aus Vertretern der Branche wie Stadtwerken, Energieversorgern, Contracting-Unternehmen, Beratern etc. wurden das Konzept sowie erste Ergebnisse und Kernaussagen vorgestellt und diskutiert. Der Leitfaden enthält dementsprechend auch die Rückmeldungen und Anregungen der Branche aus dieser Konsultation.

**Definition: Biomethan-BHKW.**

Auch wenn es für viele Leser trivial erscheinen mag, sorgt der Begriff Biomethan-BHKW gelegentlich für Verwirrung, da er eine eigene Technologie für Biomethan suggerieren kann. Als grundlegender Begriff dieses Leitfadens soll er daher kurz definiert werden.

Ein Biomethan-BHKW stellt im technischen Sinne keine eigenständige Technologie dar, sondern bezeichnet vielmehr ein Blockheizkraftwerk, dem in der Regel ein Gasmotor zugrunde liegt, der auf den Betrieb mit Erdgas ausgelegt ist. Das BHKW wird über das Erdgasnetz mit Brennstoff versorgt. Bilanziell wird das BHKW jedoch mit Biomethan und nicht mit Erdgas beliefert, was in einer lückenlosen Massenbilanz von der Biomethanproduktion bis zum BHKW nachgewiesen werden muss. Mit dem Begriff Biomethan-BHKW bezeichnet man also eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, deren Brennstoffversorgung entsprechend der üblichen Abwicklung im Erdgas-transport bilanziell mit Biomethan erfolgt.

### **Zielgruppe.**

Der vorliegende Leitfaden adressiert eine breite Zielgruppe mit dem Anspruch, das Thema Biomethan für BHKWs so aufzubereiten, dass sowohl Branchenakteure wie Energieversorger, BHKW-Planer und Contracting-Unternehmen, als auch private BHKW-Betreiber oder Firmen, die nicht aus dem Feld der Energiewirtschaft stammen, nützliche Informationen für sich gewinnen können. Konkrete Praxisbeispiele sowie hilfreiche Hinweise und Handlungsempfehlungen ergänzen theoretische Zusammenhänge zu den Besonderheiten des Biomethanmarkts.

Um der breiten Zielgruppe und dem unterschiedlichen Vorwissen der Akteure gerecht zu werden, sind die einzelnen Kapitel des Leitfadens auch weitestgehend unabhängig voneinander lesbar.

### **Struktur.**

- Kapitel 2 befasst sich in einem ersten Überblick mit den Vorteilen des Energieträgers Biomethan im KWK-Einsatz.
- Kapitel 3 stellt anschließend den Biomethanmarkt vor. Dazu gehört eine Vorstellung des Energieträgers Biomethan mit einem Überblick über die deutsche Biomethanmarktentwicklung, Bezugsbedingungen, Biomethantransport sowie der Nachweisführung.
- Kapitel 4 widmet sich den rechtlichen Rahmenbedingungen für die Inanspruchnahme einer Vergütung nach dem EEG 2012. Die Darstellung umfasst neben dem Modell der Festvergütung auch die angesprochenen Instrumente Direktvermarktung und Flexibilisierung.
- Eine Analyse des aktuellen BHKW-Anlagenbestands sowie Abschätzungen zum Ausbaupotenzial von Biomethan-BHKWs werden in Kapitel 5 vorgenommen.
- Anschließend werden in Kapitel 6 die Spezifikationen und Anforderungen an Wärmesenken beschrieben. Darin sind Hinweise zu wichtigen Aspekten der Projektentwicklung eines BHKWs enthalten, die zunächst einmal nicht spezifisch für Biomethan-BHKWs sind. Es wird aber auch die Anmeldung eines Biomethan-BHKWs nach dem EEG erklärt.
- In Ergänzung zu diesen Grundlagen beschreibt Kapitel 7 weiterführende Förder- und Optimierungsmöglichkeiten.
- Kapitel 8 stellt zuerst die betrachteten Wärmesenken sowie alle Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der BHKW-Konzepte dar. Die Ergebnisse der Berechnungen werden vergleichend diskutiert und anschließend bewertet.
- Kapitel 9 ergänzt die dargestellten Modellfälle um einige Praxisbeispiele zur Realisierung von Biomethan-BHKWs.
- Kapitel 10 beschreibt den weiterführenden Rechtsrahmen eines Biomethan-BHKW-Projekts.
- Kapitel 11 beinhaltet eine Übersicht der an der Leitfadenerstellung beteiligten Projekt- und Praxispartner. Diese können Ihnen bei Fragen rund um die Umsetzung oder Optimierung eines Biomethan-BHKWs behilflich sein.

## 3 Vorteile von Biomethan in KWK.

Die wirtschaftlich attraktiven Geschäftsmodelle, die sich mit Biomethan-BHKWs realisieren lassen, werden in den nachfolgenden Kapiteln dieser Publikation umfassend untersucht und dargestellt. Diesen Analysen soll jedoch auch ein kurzer Überblick zu den weiteren Vorteilen von Biomethan vorangestellt werden. Auch diese motivieren den Leser hoffentlich zu einer Nutzung dieses Energieträgers in einem BHKW.

### **Biomethan stabilisiert das Energiesystem.**

Biogas und Biomethan lassen sich konstant über das ganze Jahr hinweg erzeugen. Gülle, Mist und organische Abfälle der Lebensmittelverarbeitung fallen kontinuierlich an. Ebenso wird geerntete Biomasse in ausreichend dimensionierten Silos gelagert, um eine fortlaufende Erzeugung von Biogas über das Jahr zu gewährleisten.

Die Biogas- und Biomethanproduktion leistet damit einen wichtigen Beitrag für eine verlässliche und stabile Energieversorgung. So können beispielsweise über die Stromproduktion aus Biogas Schwankungen in der Bereitstellung durch andere erneuerbare Energietechnologien wie Windkraft und Photovoltaik ausgeglichen werden. Mit der ortsungebundenen Verfügbarkeit des aufbereiteten und in das Erdgasnetz eingespeisten Biomethans wird dieser Vorteil noch verstärkt.

### **Biomethan ist flexibel in seiner Anwendung.**

Biomethan ist in seiner Anwendung so flexibel wie kaum ein anderer erneuerbarer Energieträger. Zudem lässt es sich über die Einspeisung in das konventionelle Erdgasnetz wirtschaftlich und energieeffizient transportieren. So wird es allen Anwendern mit Gasnetzanschluss zugänglich und ermöglicht Verbrauchern einen einfachen Umstieg auf regenerativ erzeugtes Gas.

Mit dem breiten, flexiblen Anwendungsspektrum in Stromerzeugung, Wärmebereitstellung und Mobilität erschließt sich eine Vielzahl potenzieller Kunden. Biomethan kann zur Strom- und Wärmeerzeugung in dezentralen Blockheizkraftwerken und großen zentralen Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, zur Wärmeerzeugung in hocheffizienten Gas-Brennwertheizungen und auch zur Verwendung als regenerativer Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen eingesetzt werden.

### **Biomethan schützt das Klima, speziell in KWK-Anwendungen.**

Der Begriff Kraft-Wärme-Kopplung bezeichnet die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische bzw. elektrische Energie und nutzbare Wärme. Durch die Kraft-Wärme-Kopplung wird die im Energieträger enthaltene Energie besonders effizient genutzt, da die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme für Heizzwecke oder Produktionsprozesse genutzt werden kann.

Die Kraft-Wärme-Kopplung ist somit eine wichtige Technologie zur Steigerung der Primärenergieeffizienz, zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen und für den Ressourcenschutz. Die Bundesregierung verfolgt daher das Ziel, den Anteil von KWK an der Gesamtnettostromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf 25 Prozent zu erhöhen.

Anwendungen mit Kraft-Wärme-Kopplung werden im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes gefördert. Für den Einsatz von Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung gibt es zudem eine spezielle För-

derung über das EEG. Diese hat der Gesetzgeber eingeführt, um einen direkten Anreiz für den Einsatz von Biomethan in KWK zu schaffen. Diese Lenkungswirkung hat den folgenden Hintergrund:

Biomasse ist eine begrenzte und damit besonders wertvolle Ressource. Sie ist für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion unerlässlich und findet vielfältige industrielle Anwendungen, wie beispielsweise in der Papier-, Holz- und Möbelindustrie. Neben diesen stofflichen Nutzungen wird Biomasse im Zuge der Energiewende auch einen wichtigen Beitrag für ein nachhaltiges Energiesystem leisten, insbesondere für die Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung. Aufgrund der großen Bedeutung von Biomasse für unser Leben einerseits und der begrenzten Verfügbarkeit andererseits, ist es unerlässlich, Biomasse so effizient wie möglich zu verwenden.

Aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) gewonnene Bioenergieträger setzen bei ihrer energetischen Verwertung nur maximal so viel CO<sub>2</sub> frei, wie während des Wachstums der Pflanzen aus der Atmosphäre entnommen wurde. Dass der Einsatz von Bioenergie damit per se „klimaneutral“ wäre, also völlig ohne Belastung der Atmosphäre mit Treibhausgasen auskäme, lässt sich daraus aber nicht ableiten. Vielmehr sind zum Beispiel auch jene Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen, die bei der Energiepflanzenproduktion durch das Bestellen der Äcker und durch die weiteren Verarbeitungs- und Aufbereitungsschritte entstehen. Ebenso wichtig ist auch die Berücksichtigung von bei der Produktion anfallenden, kommerziell verwertbaren Koppelprodukten hinsichtlich ihrer Klimaschutzwirkung, wie z. B. als Dünger eingesetzte Gärreste. In Summe kommt es bei der Beurteilung der Treibhausgasemissionen auf die Gesamtsicht aller klimarelevanten Effekte von der Energiepflanzenproduktion bis zur energetischen Verwertung des Bioenergieträgers an.

Aus der Perspektive des Klimaschutzes ist die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz eine besonders vielversprechende Nutzung von Biomasse. Über alle Verwertungspfade hinweg schneidet Biomethan hinsichtlich der Klimaschutzwirkung im Vergleich zu anderen Bioenergieanwendungen gut ab. Insbesondere wenn bei einem lokalen Einsatz des Biogases die Überschusswärme nicht zu einem hohen Anteil genutzt werden kann, ist der Biomethanpfad mit 100 Prozent KWK-Nutzung sinnvoll und effizient. Gegenüber einem Einsatz in der ungekoppelten Wärmeerzeugung (Erdgassubstitution) oder auch dem Einsatz von Biomethan als Kraftstoff im Verkehr, bietet der Biomethaneinsatz in KWK eine höhere Klimaschutzwirkung. Hintergrund sind die vergleichsweise hohen Treibhausgasemissionen des kohlelastigen deutschen Strommixes und die vergleichsweise geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen von fossilem Erdgas, die jeweils als Referenzwerte zur Bilanzierung dienen.

Somit ist der Einsatz von Biomethan in KWK das Optimum hinsichtlich Effizienz und Klimaschutzwirkung. Folgerichtig ist es dem Gesetzgeber ein Anliegen, insbesondere den Einsatz von Biomethan in KWK zu stärken.

### **Biomethan verringert Importabhängigkeiten.**

Weit über 90 Prozent des in der Bundesrepublik Deutschland verbrauchten Erdöls und über 80 Prozent des Erdgases werden importiert. Ein Großteil der notwendigen Importe stammt aus Ländern, deren politische Situation häufig nur schwer kalkulierbar ist.

Angesichts dieser geopolitischen Rahmenbedingungen hat die Sicherung der Energieversorgung hohe strategische Relevanz für Deutschland und die Europäische Union.

Biomethan wird aus heimischen, nachwachsenden Rohstoffen und organischen Resten und Abfällen erzeugt. Nach seriösen Prognosen reicht die Rohstoffbasis aus, um bis 2030 ca. 10 Prozent des deutschen Erdgasverbrauchs durch Biomethan zu decken. Dies entspricht auch den Zielvorgaben der Bundesregierung. Damit können Erdgasimporte eingespart und gleichzeitig die Sicherheit der Energieversorgung signifikant erhöht werden.

**Biomethan fördert die regionale Entwicklung.**

Die Produktion von Biogas aus regionalen Ressourcen schafft Arbeitsplätze, vor allem in den Bereichen Landwirtschaft, Logistik, Ingenieurdienstleistungen und Anlagenbau.

Dabei profitieren die Landwirte insbesondere von den neuen Absatzmärkten im Non-Food-Sektor, dessen Nachfrage für mehr Planungssicherheit sorgt und die Möglichkeit eines zweiten Standbeins eröffnet.

Als Substratlieferant, Anlagenbetreiber oder als Teilhaber an Anlagen sind Landwirte auch unmittelbar an der regionalen Wertschöpfung durch die Biogasvermarktung und die Biogaseinspeisung beteiligt. Darüber hinaus entstehen technologieorientierte Arbeitsplätze in Deutschland nicht nur durch die heimische Nachfrage nach deutscher Biogastechnologie und deutschem Know-how, sondern auch durch das Exportgeschäft.

**Biomethan nutzt bestehende Infrastruktur.**

Nach der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan besteht praktisch kein Unterschied mehr zu fossilem Erdgas. Biomethan kann damit in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist und in bestehenden technischen Einrichtungen verwendet werden.

Auf diese Weise können Anwendungen in Haushalten, in der Industrie oder im Verkehrssektor umweltfreundlich mit Biomethan versorgt werden, ohne dass kosten- und zeitaufwendige Investitionen notwendig werden. Volkswirtschaftlich betrachtet entstehen dadurch nur geringe zusätzliche Kosten.



## 4 Biomethanmarkt.

### 4.1 Produktion, Kapazitäten und Ziele in Deutschland.

Die verfahrenstechnischen Möglichkeiten zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan stehen durch die chemische Industrie schon lange zur Verfügung. Dennoch ist der deutsche Biomethanmarkt vergleichsweise jung. Während die erste Version des EEGs aus dem Jahr 2000 noch kaum Anreize für die Nutzung von aufbereitetem und eingespeisem Biogas setzte, änderte sich dies mit der ersten Gesetzesnovelle des EEGs im Jahre 2004. Die erste deutsche Biomethananlage ging daraufhin im Dezember 2006 im oberbayerischen Pliening bei München in Betrieb.

Bis heute hat sich Biomethan als Produkt stetig weiterentwickelt und kann bundesweit über das Erdgasnetz für eine Vielzahl von Anwendungen bezogen werden. Bis Biomethan einen nennenswerten Anteil des deutschen Erdgasbedarfs deckt, sind jedoch noch erhebliche Anstrengungen erforderlich.

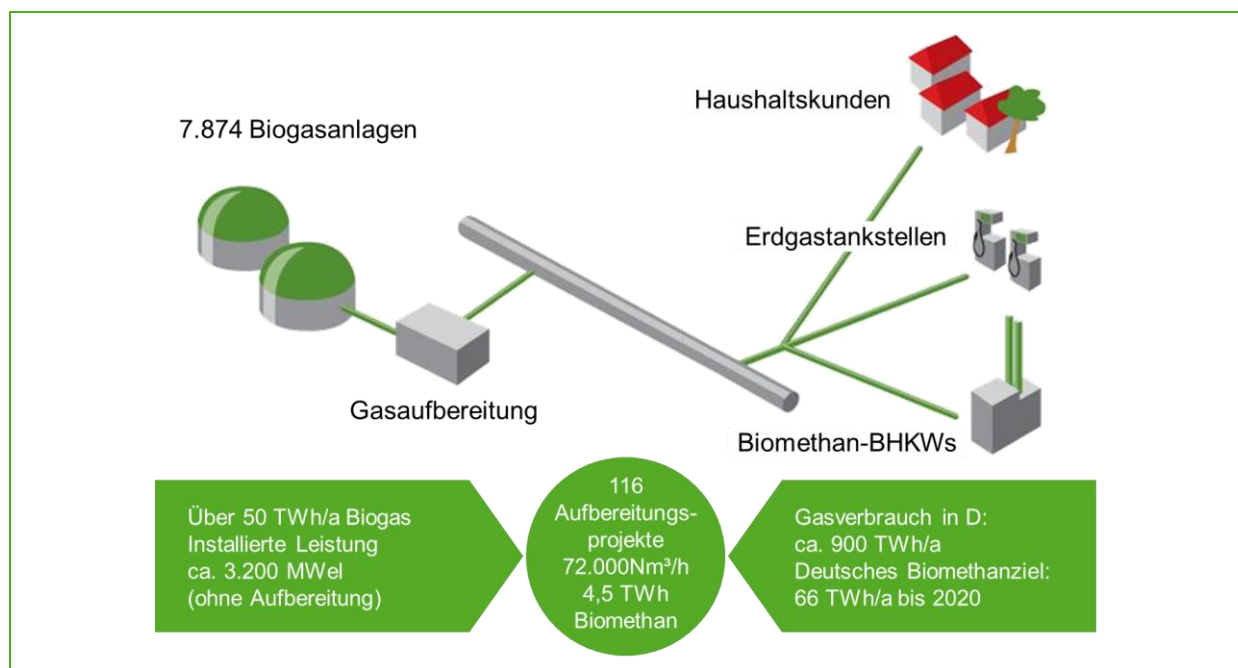


Abbildung 1: Biomethanmarkt, Mengen & Ziele (Quellen: AG Energiebilanzen 2013; BNetzA 2013a; dena 2013)

Aktuell werden in Deutschland 7.874 Biogasanlagen betrieben, von denen lediglich 116 über eine Gasaufbereitung und anschließende Einspeisung ins Erdgasnetz verfügen. Die tatsächliche Biomethaneinspeisung betrug nach Angaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) 413 Mio. Nm<sup>3</sup> Biomethan im Jahr 2012, was etwa 4,5 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> entspricht (BNetzA 2013). Mit den in Planung und Bau befindlichen Biomethananlagen dürfte deren Zahl in den kommenden Jahren auf etwa 180 ansteigen.

Dass damit das Ausbaupotenzial noch lange nicht erschöpft ist, zeigt das Rohgaspotenzial der bestehenden Biogasanlagen von rund 50 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> pro Jahr, das vielerorts mangels guter Wärmekonzepte sowohl energetisch als auch ökonomisch noch nicht optimal genutzt wird. Durch Aufbereitung und

Einspeisung ins Erdgasnetz könnten hier zukünftig nennenswerte Effizienzsteigerungspotenziale erschlossen werden.

Dank dieser räumlichen und zeitlichen Entkopplung von Produktion und Nutzung und der Zwischenspeicherung in der vorhandenen Infrastruktur des Gasnetzes eignet sich Biomethan hervorragend, eine grundlegende Herausforderung der Energiewende, nämlich die Speicherung und bedarfsgerechte Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien, zu meistern (Holzhammer et al 2013).

Damit ist und bleibt Biomethan ein Energieträger mit Zukunftspotenzial. Wenngleich die aktuelle Marktentwicklung darauf hindeutet, dass das Einspeiseziel der Bundesregierung von sechs Milliarden Normkubikmetern (ca. 66 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>) im Jahr 2020 nicht realisiert wird, so wächst der Markt dennoch kontinuierlich im Rahmen einer gesunden, nachhaltigen Entwicklung.

## 4.2 Biomethanarten.

Man unterscheidet Biomethan hauptsächlich nach Art und Ursprung der eingesetzten Rohstoffe. Biomethan aus Abfällen und Reststoffen wird als Reststoff-Biomethan bezeichnet. Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) wie beispielsweise Mais wird üblicherweise NawaRo-Biomethan genannt. In den Biomethanmärkten Strom (KWK / EEG), Verkehr (Kraftstoff) und Wärme (Ökogas / Haushaltskunden) unterscheiden sich die Anforderungen an die eingesetzten Biogassubstrate aufgrund rechtlicher Rahmenbedingungen, Anreize oder Kundenanforderungen teilweise erheblich. Eine sorgfältige Prüfung der eingesetzten Biogassubstrate empfiehlt sich daher vorab. Der Substratbezug von NawaRos ist vergleichsweise teurer, da die Biomasse eigens zum Zweck der energetischen Erzeugung angebaut wird. Der Gesetzgeber trägt diesem Umstand durch vergleichsweise höhere Vergütungssätze gemäß EEG Rechnung. Biomethan, das für die Stromerzeugung nach dem EEG eingesetzt wird, ist folglich größtenteils NawaRo-Biomethan.

Tabelle 1: Biomethan-Verwertungspfade

Verwertungspfad	Reststoff-Biomethan	NawaRo-Biomethan
<b>KWK / EEG</b>	Geringe Vergütungssätze Verstromung nach EEG i.d.R. nicht wirtschaftlich	Höchste Vergütungssätze KWK-Einsatz nach EEG dominierend
<b>Kraftstoff</b>	Doppelte Anrechnung auf Biokraftstoffquote möglich	Großteils nur einfache Anrechnung auf Biokraftstoffquote
<b>Ökogas / Haushaltskunden</b>	Niedriger Marktpreis Gute Ökobilanz Favorisiertes Endkundenprodukt	Hoher Marktpreis; kein Einsatz im Endkundengeschäft

An vielen Erdgastankstellen wird Biomethan für den Einsatz in Erdgasfahrzeugen angeboten. Das Mischungsverhältnis ist beliebig und reicht marktüblich derzeit von 10 bis 100 Prozent. Sofern die Anforderungen nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllt werden, kann Biomethan energetisch auf die in Deutschland gesetzlich vorgeschriebene Biokraftstoffquote angerechnet werden. Durch Verkauf dieses Quotenanspruchs an ein quotenverpflichtetes Unternehmen kann die

Preisdifferenz zwischen Biomethan und Erdgas gedeckt werden. Dadurch kann Biomethan in der Regel zu gleichen Preisen wie Erdgas an Tankstellen angeboten werden. Biomethan, das aus bestimmten Rest- und Abfallstoffen hergestellt wird, ist doppelt auf die Biokraftstoffquote anrechenbar und stellt deshalb den größten Anteil im Kraftstoffbereich.

Immer mehr Haushaltskunden fragen Biomethan in anteiliger Beimischung zu Erdgas für Koch- und Heizzwecke nach. Etwa 170 Energieversorger in Deutschland haben auf diese Nachfrage reagiert und bieten sogenannte Ökogas- oder Beimischprodukte an. Biomethan kann dabei auch auf gesetzliche Vorschriften in der Wärmeversorgung, wie zum Beispiel das Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EWärmeG) in Baden-Württemberg, angerechnet werden (vgl. 11.1). Im Wärmemarkt wird überwiegend Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen eingesetzt, da dieses in der Regel günstiger als NawaRo-Biomethan ist und aufgrund der guten Ökobilanz besser vermarktet werden kann.

### 4.3 Biomethanbezug und -preise.

Der Einsatz von Biomethan in BHKWs erfolgt überwiegend auf Basis von NawaRo-Biomethan. Die nachfolgende Darstellung der Biomethanpreise beschränkt sich deshalb auf diese Biomethanqualität.

#### **Biomethanpreise.**

Biomethanpreise beziehen sich analog zu Erdgas immer auf den Brennwert und nicht auf den Heizwert und werden daher in Ct / kWh (Hs) oder € / MWh (Hs) angegeben. Ein häufiger Fehler besteht darin, dass nach Auslegung eines BHKWs der jährliche heizwertbezogene Gasbedarf nicht auf den Brennwert umgerechnet wird. So wird bei Biomethanhändlern eine vermeintlich geringere Menge angefragt und es fließen falsche Brennstoffkosten in die Wirtschaftlichkeitsberechnung ein.

Viele Biomethananlagen verfügen über langfristige Substratlieferverträge, wodurch die Erzeugungskosten von Biomethan im Vergleich zu den volatilen Märkten für fossile Energieträger relativ stabil sind. Daher ist Biomethan zu einem gewissen Grad von den Schwankungen fossiler Märkte entkoppelt und kann auch langfristig zu fest kalkulierbaren Preisen bezogen werden, was für BHKW-Projekte einen großen Vorteil darstellt.

Die üblichen Laufzeiten von Biomethanlieferverträgen sind:

- Kurzfristig/Spotmengen, < 1 Jahr
- Mittelfristig, 1-5 Jahre
- Langfristig, 5-10 Jahre, vereinzelt >10 Jahre

Es ist am Markt üblich, dass Biomethan zu Fixpreisen auch über längere Zeiträume angeboten wird. Alternativ werden häufig jährliche, prozentuale Preisanpassungen vorgenommen. Die zu Beginn der Biomethanvermarktung in Deutschland relativ häufig genutzte Preiskopplung an Indizes, wie beispielsweise Erdgas oder leichtes Heizöl, ist nur noch selten anzutreffen. Dieser Entwicklung liegt die Erkenntnis zugrunde, dass die Preisgestaltung im Biomethanmarkt eigenen Gesetzmäßigkeiten folgt und weitestgehend entkoppelt von den klassisch-fossilen Energiemärkten funktioniert.

Tabelle 2: Biomethanpreise (aktuelle Praxiswerte von Landwärme und bmp greengas)

Laufzeit	Modell mit Fixpreis	Modell mit Preissteigerung	
		Startpreis	Preisanpassung
< 1 Jahr	7,0 - 7,1 Ct / kWh (Hs)	-	-
10 Jahre	7,3 - 7,6 Ct / kWh (Hs)	7,1- 7,2 Ct / kWh (Hs)	0,8 – 1 Prozent p.a.

Für typische Biomethanqualitäten (EEG 2012; 100 Prozent Einsatzstoffvergütungskategorie I; Gasaufbereitungsbonus i. H. v. 3 Ct/kWh<sub>Hs</sub>) liegt der Preis mit Stand August für kurzfristige Lieferungen bei 7,0 bis 7,1 Ct/kWh<sub>Hs</sub>. Bei langfristigen Lieferverträgen über einen Zeitraum von bis zu zehn Jahren wird diese Biomethanqualität aktuell zu Fixpreisen von 7,3 bis 7,6 Ct/kWh<sub>Hs</sub> angeboten. Die Gasqualität nach EEG, Lieferzeit, -menge und -ort sowie Flexibilität in der Belieferung sind wichtige Faktoren, die auf die Preisgestaltung Einfluss nehmen.

#### 4.4 Biomethantransport & -bilanzierung.

Da Biomethan aufbereitetes Biogas mit Erdgasqualität ist, kann es in das Erdgasnetz eingespeist und über dieses verteilt werden. Physikalisch ist es von Erdgas nach der Einspeisung nicht mehr zu unterscheiden. Dementsprechend unterliegt der Biomethantransport weitestgehend den Mechanismen, Regeln und Vorschriften des Erdgastransports und wird wie dieser bilanziell abgewickelt.

Allgemein kann der Biomethantransport in zwei Ebenen eingeteilt werden:

Tabelle 3: Ebenen der Bilanzierung

Physische Ebene	Bilanzielle Ebene
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Netzanschlussvertrag und Gaseinspeisung an Biomethananlage</li> <li>■ Netzanschluss des BHKWs</li> <li>■ Biomethanliefervertrag</li> <li>■ Ausspeisevertrag und Ausspeisung am Zählpunkt des BHKWs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Bilanzkreisführung &amp; -management</li> <li>■ Ggf. Handel am virtuellen Handlungspunkt</li> <li>■ bilanzielle Durchleitung zum BHKW</li> </ul>

Die physikalische Ebene umfasst zum einen die Einspeisung von Biomethan an der Biomethanaufbereitungsanlage. Dazu schließen Anlagen- und Netzbetreiber einen Netzanschlussvertrag, der sämtliche technischen Anschlussparameter und Qualitätsanforderungen regelt.

Die Ausspeisung im Netzgebiet des BHKWs ist der für BHKW-Betreiber relevante Teil der physikalischen Ebene. Zwischen Netzbetreiber und BHKW-Betreiber ist der Netzanschluss des BHKWs an das örtliche Gasnetz vorzunehmen. Sofern der Gasnetzbetreiber nicht auch der Energieversorger ist, schließt der Biomethanlieferant mit dem Netzbetreiber einen entsprechenden Lieferantenrahmen- bzw. Ausspeisevertrag. Bei der Ausspeisung fallen Entgelte für die Netznutzung an, die an den Netzbetreiber abgeführt werden müssen.

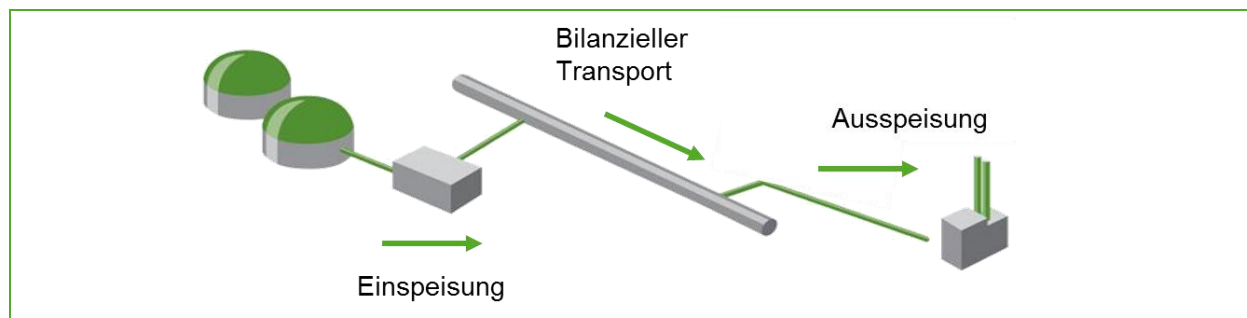


Abbildung 2: Ebenen der Bilanzierung

Auf der bilanziellen Ebene findet der Biomethantransport zur Ausspeisestelle am BHKW statt. Die ins Gasnetz eingespeisten Mengen werden in den Bilanzkreis des Biomethanlieferanten übertragen. Diesem virtuellen Konto wird der Zähler am Ausspeisepunkt des BHKWs zugeordnet. Bei physikalischer Ausspeisung am BHKW werden die Biomethanmengen über den Zähler erfasst und verlassen den Bilanzkreis des Lieferanten.

Wenn ein Biomethanabnehmer eigene Bilanzkreise führt und die Belieferung der Abnahmestellen selbst übernehmen möchte, kann Biomethan auch schon auf der bilanziellen Ebene gehandelt werden. Am virtuellen Handelspunkt (VHP) gehen dabei die Biomethanmengen vom Bilanzkreis des Verkäufers in den Bilanzkreis des Käufers über.

### Besonderheiten.

Die physikalische Ausspeisung sowie die bilanzielle Abwicklung erfolgen somit analog zum Vorgehen bei Erdgas. Allerdings wird die Biomethanbilanzierung privilegiert. Statt einem Tag kann der Bilanzierungszeitraum bei Biomethan auf bis zu einem Jahr ausgeweitet werden. Gemäß § 35 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) entsteht im Einspeise-Bilanzkreis eine Flexibilität von 25 Prozent der physisch eingespeisten Jahresmenge. Dies bedeutet, dass die Gesamtbilanz unterjährig um 25 Prozent nach oben oder unten abweichen darf (erweiterter Bilanzausgleich). Beim Handel von Biomethan am VHP kann neben den Gasmengen auch Bilanzkreisflexibilität (bis zu 25 Prozent) übertragen werden. Durch Ausnutzen dieser Flexibilität zum Ausgleich von Schwankungen in der Abnahme kann der Bezug von kostenintensiver Ausgleichsenergie vermieden werden. Ein negativer Saldo wird mit Ausgleichsenergie zu Erdgas-Referenzpreisen ausgeglichen, so dass auf diesem Wege Erdgas in den Biogas-Bilanzkreis gelangt. Ein Biomethanhändler sollte daher immer Mehrmengen in seinem Biogasportfolio als Sicherheitspuffer besitzen.

**Kosten.**

Bei einer Lieferung von Biomethan ans BHKW entstehen je nach Netzebene unterschiedliche Kosten, die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt werden.

**Tabelle 4: Kosten Biomethantransport (Quellen: Gaspool 2013; Netconnect 2013; Praxiswerte von Landwärme)**

<b>Ebene</b>	<b>Posten</b>	<b>Kosten</b>	<b>Träger</b>
<b>physikalisch</b>	Energiepreis	gemäß Liefervertrag	Käufer
	Netzentgelte	0,2 – 0,8 Ct / kWh (Hs)	Käufer
	Konzessionsabgabe	max. 0,03 Ct / kWh (Hs)	Käufer
<b>bilanziell</b>	Regelenergieumlage	0,06 – 0,12 Ct / kWh (Hs)	Käufer
	Nutzung Flexibilität	<0,1 Ct / kWh (Hs)	Verkäufer

Neben dem reinen Energiepreis hat der BHKW-Betreiber für den Biomethanbezug die Netzentgelte für die Nutzung des Erdgasnetzes vor Ort inklusive der Nutzung vorgelagerter Netze zu entrichten. Diese bestehen aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis. Je nach Netzbetreiber fallen die Höhe der Netzentgelte sowie die Aufteilung zwischen Leistungs- und Arbeitskomponente unterschiedlich aus. Die angegebenen Werte stellen daher lediglich eine Spanne von Erfahrungswerten aus der Praxis dar und wurden bereits zu spezifischen Gesamtkosten verrechnet. Die Höhe der Netzentgelte wird jährlich neu berechnet und ist von den regionalen Netzbetreibern verpflichtend in einem Preisblatt zu veröffentlichen.

**Flexible Fahrweise bedingt höhere Gasnetzentgelte.**

Die flexible und bedarfsgerechte Erzeugung von Strom und Wärme erfordert in der Regel eine größere installierte BHKW-Leistung als eine klassische BHKW-Betriebsweise (vgl. 7.2). Bei gleichem jährlichen Gasbedarf können dabei Stunden mit wesentlich höherer Entnahmeleistung auftreten, sodass für den Leistungsanteil der Netzentgelte höhere Kosten entrichtet werden müssen. Diese sind in einer Wirtschaftlichkeitsanalyse zu berücksichtigen.

Im Rahmen der Netznutzung wird für Kunden mit einer Abnahmemenge von bis zu 5 GWh (Hs) pro Jahr auch eine Konzessionsabgabe für die Gemeinde erhoben.

Außerdem hat der Abnehmer üblicherweise die ebenfalls bei Ausspeisung fällige Regel- und Ausgleichsenergieumlage zu tragen. Diese lässt sich jedoch unter bestimmten Bedingungen vermeiden (vgl. 8.1). Die Umlage wird von den Netzbetreibern erhoben und unterscheidet sich zwischen den Marktgebieten innerhalb Deutschlands. Auch dieser Posten ist durch den Netzbetreiber zu veröffentlichen.

Die Nutzung der Bilanzkreisflexibilität liegt im Verantwortungsbereich des Bilanzkreisverantwortlichen, der für die Überwachung des kumulierten Saldos der Biomethanmengen in seinen Biogasbilanzkreisen zuständig ist. Da der BHKW-Betreiber keinen Einfluss darauf nehmen kann, muss

er diesen Posten nicht tragen. Die Kosten für die Strukturierung sollten deshalb im Biomethanpreis enthalten sein.

#### **Kosten beim Gastransport über Marktgebietsgrenzen.**

Beim Transport über Marktgebietsgrenzen können Kosten für die Bilanzierung (Marktgebietsüberschreitender Transport, MÜT) sowie ein Konvertierungsentgelt (Konvertierung H-Gas zu L-Gas oder umgekehrt) entstehen. Diese Kosten sind im Normalfall im Biomethanpreis enthalten. Auf eine eindeutige Regelung ist bei Abschluss eines Biomethanlieferungsvertrags zu achten.

Häufig schließen BHKW-Betreiber deshalb einen Vollversorgungsvertrag mit den Biomethanlieferanten ab, um den Aufwand für Transport und Bilanzierung des Biomethans zu vermeiden.

#### **Marktgebiete und Gasqualitäten.**

Seit der letzten Fusion im Jahr 2011 existieren in Deutschland nur noch zwei Marktgebiete bzw. Bilanzierungszonen.

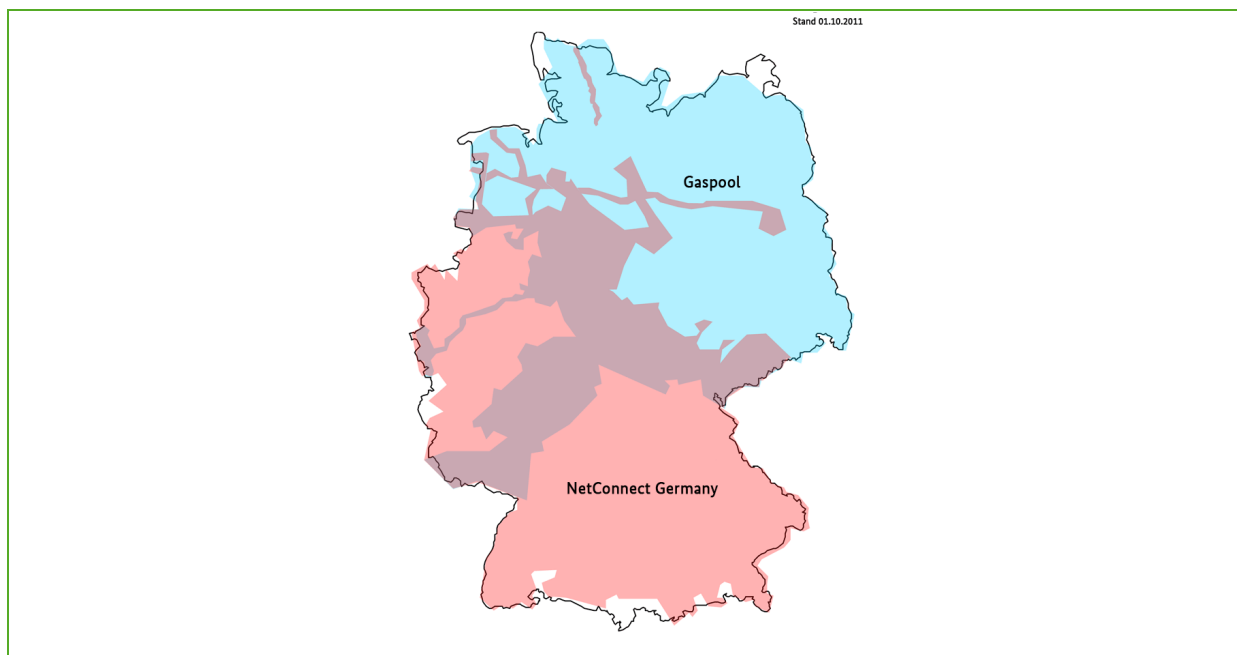


Abbildung 3: Marktgebiete Deutschland (Quelle: BNetzA 2013b)

Innerhalb dieser existieren zusätzlich jeweils zwei Netzgebiete mit unterschiedlicher Gasqualität (H-Gas und L-Gas). Diese unterscheidet sich hauptsächlich im Brennwert. Wenn sich das BHKW und die Biogaseinspeiseanlage im selben Marktgebiet mit einheitlicher Gasqualität befinden, können Bilanzierungskosten vermieden werden, die beim Transport über Marktgebietsgrenzen entstehen können.

Biomethan ist in allen Marktgebieten sowohl in den L-Gas- als auch in den H-Gas-Gebieten verfügbar. Innerhalb der H-Gas-Gebiete ist es aufgrund des größeren Biomethanangebots in der Regel einfacher und günstiger Biomethan zu beschaffen als im L-Gas Gebiet.

## 4.5 Nachweisführung.

### Grundlagen.

Voraussetzung für den EEG-Vergütungsanspruch eines BHKWs ist ein den Anforderungen des EEGs in der jeweils anwendbaren Fassung entsprechender Nachweis über die Beschaffenheit des eingesetzten Biomethans (u. a. über zur Gaserzeugung eingesetzte Rohstoffe und die technischen Gegebenheiten bei der Biogasproduktion und Aufbereitung). Aus Sicht des Stromproduzenten ist ein verlässlicher Nachweis insofern erforderlich, als dass das erhebliche Risiko besteht, dass eine Vergütung nach dem EEG dauerhaft ausgeschlossen ist, wenn zu einem Zeitpunkt keine EEG-vergütungsfähige Biomasse zur Stromerzeugung eingesetzt wurde.

Das EEG macht keine Vorgaben dazu, in welcher Form der Nachweis zu erbringen ist. Um eine effiziente und verlässliche Dokumentation der Beschaffenheitsmerkmale von Biomethan sicherzustellen und einen deutschlandweiten Handel von Biomethan zu ermöglichen, ist jedoch ein von den Marktakteuren akzeptierter und in weiten Teilen gleich gehandhabter Prozess zur Dokumentation erforderlich.

Sowohl das EEG 2012 als auch das EEWärmeG 2011 setzen für die Förderung eines Einsatzes von Biomethan außerdem voraus, dass für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung bis zu seiner Entnahme eine Dokumentation mithilfe von Massenbilanzsystemen erfolgt. So soll eine Doppelvermarktung und die Trennung von biogener Eigenschaft und bilanzieller Gaslieferung, beispielsweise über Zertifikatslösungen, unterbunden werden.

Auch wenn grundsätzlich nicht die Nutzung des Biogasregisters Deutschland vorgeschrieben ist, sondern auch andere Massenbilanzsysteme verwendet werden können, hat sich insbesondere das Biogasregister auf dem Biomethanmarkt etabliert, weshalb dieses hier ausführlicher vorgestellt werden soll.

### Nachweisführung in der Praxis.

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat das Konzept für das Biogasregister Deutschland im Jahr 2009 mit Unterstützung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und im Dialog mit Marktteilnehmern und Experten aus Politik und Wirtschaft entwickelt. Das Biogasregister Deutschland erfüllt in seiner Version 2.2 die in der Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung des BMU genannten Mindestanforderungen an ein Massenbilanzsystem. Innerhalb des Registers dokumentierte Biomethanmengen können somit für

- einen Vergütungsanspruch nach dem EEG für den hieraus erzeugten Strom oder
- eine Anerkennung zur Erfüllung einer Nutzungspflicht nach dem EEWärmeG für die aus dem Biomethan erzeugte Wärme geltend gemacht werden.

Das Biogasregister wird in der Gesetzesbegründung zum EEG 2012 als anerkennungsfähiges Massenbilanzsystem explizit genannt und ist vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) und den deutschen Netzbetreibern anerkannt.

Der Ablauf der Nachweisführung über das Biogasregister im Überblick (siehe auch 4: Funktion):

1. Ein Biogasproduzent speist das von ihm produzierte und aufbereitete Biogas in das Erdgasnetz ein (Produktion).
2. Parallel dazu bucht er diese Mengen ins Biogasregister ein.



3. Ein Umweltgutachter oder sonstiger Sachverständiger (Auditor) prüft Anlage und Produktion vor Ort und bestätigt Menge, Eigenschaftsprofil und Herkunft des Biogases im Biogasregister.
4. Produzenten und Zwischenhändler teilen die Biogasmengen und buchen sie entsprechend der Lieferkette auf die Konten anderer Registerteilnehmer um.
5. Der Verbraucher entnimmt das Biogas aus dem Erdgasnetz, er selbst oder sein Lieferant bucht die entsprechende Menge aus dem Biogasregister aus.
6. Der Verbraucher erhält bei der Ausbuchung einen Biogasregister-Auszug mit Herkunft, Eigenschaftsprofil sowie Einspeise- und Entnahmeinformationen der verbrauchten Biomethanmenge. Diesen verwendet er z. B. für die Beantragung gesetzlicher Erstattungen und Vergütungen.

Die Frist zur Einreichung der Nachweise beim Stromnetzbetreiber für die EEG-Vergütung des entsprechenden Kalenderjahres ist der 28. Februar des Folgejahres. Da die Einsatzstofftagebücher der Biogasproduzenten in der Regel erst am Ende eines Jahres vollständig sind, werden das Anlagenaudit durch den Umweltgutachter/Auditor im Januar oder Februar vorgenommen und die Nachweise dem BHKW-Betreiber anschließend zur Verfügung gestellt.

BHKW-Betreiber sollten darauf achten, dass in den Biomethanlieferverträgen eine Frist für den Erhalt der Nachweise vom Biomethanlieferant festgehalten wird, die dem Betreiber ausreichend Vorlaufzeit zum Zusammenstellen und Einreichen aller notwendigen Dokumente für den Netzbetreiber gewährleistet. Die Kosten für die Nachweisführung trägt üblicherweise der Biomethanlieferant.

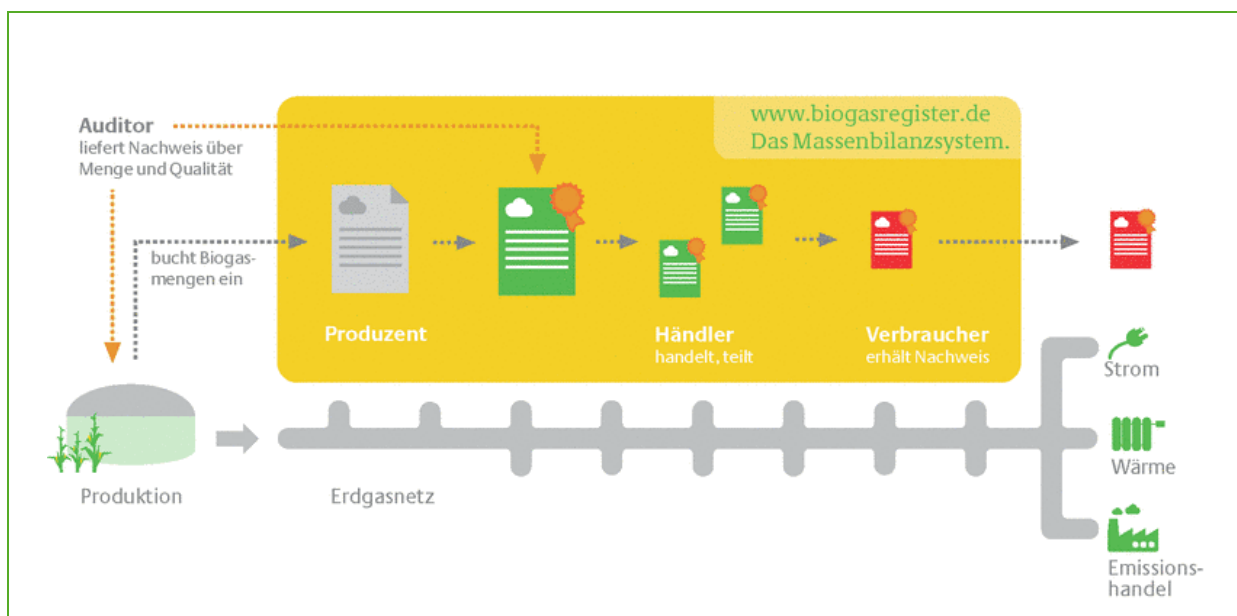


Abbildung 4: Funktionsweise Nachweisführung im Biogasregister

## 5 Das EEG als Förderinstrument Nr. 1 für Biomethan.

Die Verwendung von Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie als Kraftstoff wird über zahlreiche Gesetze und Verordnungen geregelt und gefördert. Das zentrale Instrument zur Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse ist das EEG in seiner jeweils anwendbaren Fassung. Denn das EEG bietet Anlagenbetreibern und Projektentwicklern Planungs- und Investitionssicherheit, indem es diesen für die Dauer von 20 Jahren eine Förderung garantiert. Das nachfolgende Kapitel stellt die für Biomethan-BHKWs relevanten Aspekte des EEGs umfassend dar.

### 5.1 Anwendungsbereich.

Das EEG in seiner aktuellen Fassung<sup>1</sup> gilt grundsätzlich nur für Anlagen, die ab dem 01. Januar 2012 in Betrieb genommen werden. Für Anlagen, die bereits vor diesem Datum in Betrieb genommen worden sind, sind auch weiterhin die Vorschriften des EEGs 2009<sup>2</sup> anzuwenden. Die Vorschriften des EEGs sind auf solche „Bestandsanlagen“ nur in dem Umfang anzuwenden, in dem dies durch die Übergangsregelungen des § 66 EEG ausdrücklich angeordnet wird. Damit verbleibt für das EEG 2009 auch nach Inkrafttreten des EEGs ein weiterer Anwendungsbereich.<sup>3</sup> Zudem sind für einzelne Anlagen – je nachdem, wann diese in Betrieb genommen wurden – auch Vergütungsvorschriften des EEGs 2004<sup>4</sup> oder des EEGs 2000 weiterhin anzuwenden. Daher können sich auch aus diesen Gesetzen Anforderungen an die Stromerzeugung aus Biogas ergeben. Bedeutung hat dies in der Praxis insbesondere für BHKWs, die zunächst mit Erdgas betrieben und eine Vergütung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz erhalten haben und nach Auslaufen dieser Förderung auf den Betrieb mit Biomethan umgestellt werden.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind die folgenden Ausführungen auf die Förderung durch das EEG in der derzeit geltenden Fassung beschränkt. Eine umfassende Darstellung auch zu den Vorgängerfassungen des EEG findet sich im Leitfaden zum Biogasregister der Deutschen Energie-Agentur (dena)<sup>5</sup>.

### 5.2 Das Prinzip der Vergütung nach dem EEG.

Ziel des EEG ist es, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35 Prozent und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen. Um dieses Ziel zu erreichen,

---

<sup>1</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.10.2008, BGBl. I, S. 2074, zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012, BGBl. I, 2730 (im Folgenden: EEG). Soweit keine genauere Bezeichnung erfolgt, ist unter EEG die aktuelle Fassung zu verstehen.

<sup>2</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.10.2008, BGBl. I, S. 2074, geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28.07.2011, BGBl. I, 1634 (im Folgenden: EEG 2009).

<sup>3</sup> Für die Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2009 siehe ausführlich Leitfaden Biogasregister, Teil 2, C., DENA 2013, abrufbar unter: <http://www.dena.de/publikationen.html>.

<sup>4</sup> Für die Anforderungen an Biogas aus dem EEG 2004 siehe ausführlich Leitfaden: Biogasregister, Teil 2, D., DENA 2013 abrufbar unter: <http://www.dena.de/publikationen.html>.

<sup>5</sup> Abrufbar unter <http://www.dena.de/publikationen.html>.

verpflichtet das EEG Stromnetzbetreiber zum einen, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig an ihr Netz anzuschließen bzw. dieses auszubauen. Zum anderen werden Stromnetzbetreiber verpflichtet, möglichst den gesamten aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom abzunehmen und zu gesetzlich festgelegten Mindestvergütungssätzen zu vergüten. Dies geschieht entweder über eine feste Einspeisevergütung, bei der – je nach Substrateinsatz – ein fester Vergütungssatz pro eingespeister kWh Strom gezahlt wird, oder über die Zahlung der sogenannten Marktprämie, wenn der Anlagenbetreiber seinen Strom nicht an den Einspeisenetzbetreiber, sondern im Wege der Direktvermarktung an einen Dritten veräußert.

### **5.3 Die „feste“ Vergütung für Strom aus Biomasse.**

#### **5.3.1 Überblick.**

Die Vergütung für Strom aus Biomasse ist in § 27 EEG geregelt. Sie setzt sich zusammen aus der Grundvergütung, den einsatzstoffbezogenen Zusatzvergütungen und einem Gasaufbereitungsbonus.

In § 27a EEG sieht das EEG zudem einen eigenen Vergütungstatbestand für die Vergärung von Bioabfällen vor, der in dieser auf den „Grundfall“ bezogenen Darstellung aber nicht explizit behandelt wird. Die Anforderungen, die beim Einsatz von Biomethan aus der Bioabfallvergärung einzuhalten sind, werden ebenfalls ausführlich im Leitfaden zum dena-Biogasregister erläutert.<sup>6</sup>

Zur Entstehung eines Vergütungsanspruchs müssen neben den in § 27 EEG geregelten speziellen Voraussetzungen auch die allgemeinen Vergütungsvoraussetzungen erfüllt sein, die unabhängig von dem jeweiligen erneuerbaren Energieträger gelten. Diese umfassen insbesondere bestimmte technische Vorgaben an die Anlage nach § 6 EEG und das sogenannte Ausschließlichkeitsprinzip.

Liegen sowohl die allgemeinen als auch die besonderen Vergütungsvoraussetzungen vor, können Anlagenbetreiber für den gesamten gesetzlichen Förderzeitraum von 20 Jahren plus des Inbetriebnahmejahres die EEG-Vergütung beanspruchen. Alternativ zum Anspruch auf die „feste“ Einspeisevergütung – die sogleich im Anschluss dargestellt wird – besteht für Anlagenbetreiber die Möglichkeit, den erzeugten Strom im Wege der Direktvermarktung, ggf. mit Marktprämie, zu verwerten (vgl. hierzu Abschnitt 5.5).

#### **5.3.2 Die Grundvergütung für Biomasse.**

§ 27 Abs. 1 EEG regelt die Grundvergütung für Strom aus Biomasse. Die Grundvergütung ist nach der Anlagenleistung gestaffelt und beträgt für im Jahr 2012 in Betrieb genommene Anlagen:

- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 kW 14,3 ct/kWh
- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 kW 12,3 ct/kWh
- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 MW 11,0 ct/kWh und

---

<sup>6</sup> Abrufbar unter: [www.biogasregister.de](http://www.biogasregister.de).

- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 MW 6,0 ct/kWh.

Nach § 20 Abs. 2 Nr. 2 EEG unterliegen die Vergütungssätze für Strom aus Biomasse für ab dem 01. Januar 2013 in Betrieb genommene Anlagen einer jährlichen **Degression** von zwei Prozent. Dies bedeutet allerdings nicht, dass die Vergütung während der gesetzlichen Vergütungsdauer für eine Anlage absinkt, sondern, dass die Vergütungssätze für die ab dem 01. Januar 2013 neu in Betrieb genommenen Anlagen sinken, dann aber für den gesamten Förderzeitraum über 20 Jahre plus Inbetriebnahmejahr konstant bleiben.

Die Zuordnung zu den soeben genannten Leistungsstufen erfolgt nicht nach der (technischen) installierten Leistung, sondern nach der **Bemessungsleistung**. Der Begriff der Bemessungsleistung einer Anlage ist in § 3 Nr. 2a EEG als Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahrs definiert.

Wenn die Vergütung – wie im Fall des § 27 Abs. 1 EEG – in Abhängigkeit von der Vergütung der Anlage gezahlt wird, findet das **Prinzip der gleitenden Vergütung** Anwendung. Dieses führt dazu, dass „Vergütungssprünge“ vermieden werden, die bei verschiedenen großen Anlagen entstehen können. Nach dem Prinzip der gleitenden Vergütung werden die Schwellenwerte für die oben dargestellten Leistungsstufen ins Verhältnis gesetzt zu der Anlagenleistung. Für ein Biomethan-BHKW mit einer Bemessungsleistung von 1 MW ergibt sich demnach ein Anteil von 15 Prozent an der Stromerzeugung für die erste Vergütungsstufe bis 150 kW. Für den Leistungsanteil bis 500 kW wird eine Leistung von 350 kW ins Verhältnis gesetzt zur Anlagenleistung von 1 MW. Demgemäß werden 35 Prozent des erzeugten Stroms in der Leistungsstufe bis 500 kW vergütet. Schließlich wird für den Leistungsanteil bis 5 MW die Leistung von 500 kW ins Verhältnis gesetzt zur Anlagenleistung von 1 MW, sodass 50 Prozent des in der Anlage erzeugten Stroms mit dem Vergütungssatz bis 5 MW zu vergüten sind. Auf Grundlage der verschiedenen Vergütungssätze und ihrem Anteil an der Gesamtvergütung kann dann eine durchschnittliche Vergütung errechnet werden.

Im hier dargestellten Beispiel ergäbe sich bei einer Inbetriebnahme des Biomethan-BHKWs im Jahr 2013 eine Durchschnittsvergütung in Höhe von 11,709 ct/kWh ( $0,15 \times 14,01 \text{ ct/kWh} + 0,35 \times 12,05 \text{ ct/kWh} + 0,5, 10,78 \text{ ct/kWh}$ ).

### 5.3.3 Vergütungsvoraussetzungen.

Die Voraussetzungen für einen Anspruch auf die Grundvergütung ergeben sich aus den §§ 27 Abs. 1, 27c Abs. 1 EEG sowie den allgemeinen Vergütungsvorschriften. BHKW-Betreiber müssen gegenüber dem Netzbetreiber, in dessen Netz der aus Biomethan erzeugte Strom eingespeist wird, das Vorliegen aller gesetzlichen Vergütungsvoraussetzungen nachweisen (zum Nachweis vgl. im Einzelnen Abschnitt 5.4).

Voraussetzung ist nach § 27 Abs. 1 EEG zunächst, dass der Strom aus **Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung** (BiomasseV)<sup>7</sup> erzeugt wird. Die BiomasseV regelt für den Anwendungsbereich des

---

<sup>7</sup> § 64a Abs. 1 EEG enthält eine Ermächtigungsgrundlage für die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung zu regeln, welche Stoffe als Biomasse gelten und für welche Stoffe zusätzlich zur Grundvergütung die einsatzstoffbezogene Vergütung in Anspruch genommen werden kann. Bis zu deren

EEGs, welche Stoffe als Biomasse gelten. In der Anlage 1 zur BiomasseV werden Rohstoffe genannt, bei deren Einsatz zur Stromerzeugung „nur“ die Grundvergütung nach § 27 Abs. 1 EEG beansprucht werden kann. Aber auch beim Einsatz von Stoffen, die nicht in der Anlage 1 aufgeführt werden, kann – wenn sie Biomasse im Sinne der BiomasseV sind – die Grundvergütung beansprucht werden.

Wird Rohbiogas auf Erdgasqualität – zu Biomethan – aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist, findet unvermeidlich eine Vermischung des Biomethans mit dem im Erdgasnetz vorhandenen Erdgas statt. Das an anderer Stelle entnommene und in dem BHKW zur Verstromung eingesetzte Gas wird daher in aller Regel (fossiles) Erdgas sein, sodass es sich mithin nicht um Biomasse im Sinne der BiomasseV handelt. Dennoch besteht insoweit ein Vergütungsanspruch, da nach § 27c Abs. 1 Nr. 1 EEG aus dem Gasnetz entnommenes Gas als Biomethan gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahrs der Menge von Biomethan entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des EEGs in das Gasnetz eingespeist worden ist („Gasabtausch“). Es wird also „so getan, als ob“ tatsächlich Biomethan zur Stromerzeugung eingesetzt wird, obwohl physikalisch Erdgas verstromt wird.

Eine weitere Vergütungsvoraussetzung für Anlagen, die im Wege des Gasabtauschs erworbenes Biomethan einsetzen, enthält § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG. Danach gilt die Fiktion „Gas aus Biomasse“ nur dann, wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz **Massenbilanzsysteme** verwendet worden sind. Diese sollen – vereinfacht gesagt – sicherstellen, dass dem Erdgasnetz nicht mehr Biomethan entnommen wird, als im jeweiligen Betrachtungszeitraum eingespeist wurde<sup>8</sup>. Das dena-Biogasregister (vgl. Abschnitt 4.5) wird als ein solches Massenbilanzsystem anerkannt.

Nach dem in § 16 Abs. 1 EEG enthaltenen Ausschließlichkeitsprinzip besteht ein Vergütungsanspruch zudem nur, wenn in der betreffenden Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Umstritten ist, ob eine alternierend-bivalente Fahrweise, wenn also – zeitlich versetzt – ausschließlich z. B. Biomasse und daran anschließend ausschließlich fossile Brennstoffe in der Stromerzeugungseinheit zum Einsatz kommen, gegen das in § 16 Abs. 1 EEG verankerte **Ausschließlichkeitsprinzip** verstößt und infolgedessen die EEG-Vergütung für den erzeugten Strom nicht beansprucht werden kann. Eine solche Fahrweise ist beim Gasabtausch denkbar, wenn den aus dem Gasnetz entnommenen Gasmengen einmal im Wärmeäquivalent entsprechende Mengen Biomethan gegenüberstehen und ein andermal – zeitlich versetzt – keine entsprechenden Mengen gegenüberstehen. Nach einer auch von der Clearingstelle EEG<sup>9</sup> vertretenen Auffassung kommt es für die Frage, ob der Strom ausschließlich aus Biomasse erzeugt wurde, auf den erzeugten Strom selbst an. Ein Verstoß gegen § 16 Abs. 1 EEG läge etwa dann nicht vor, wenn der erzeugte Strom – soweit sich die zur Stromerzeugung eingesetzten Mengen im Wärmeäquivalent mit den eingespeisten Biomethanmengen decken – ausschließlich aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt würde. Fraglich ist aber, ob diese Sichtweise nicht im Widerspruch zum Wortlaut des § 16 Abs. 1 EEG steht.

---

Erlasst die Biomasseverordnung vom 21.06.2001, BGBl. 1234, zuletzt geändert durch Gesetz vom 24.02.2012 (BGBl. I S. 212) anzuwenden.

<sup>8</sup> Zum Begriff des Massenbilanzsystems siehe ausführlich Leitfaden zum Biogasregister, Teil 2, A.IV.2.a), abrufbar unter: <http://www.dena.de/publikationen.html>.

<sup>9</sup> Clearingstelle EEG, Empfehlung vom 30.03.2011, Az. 2008/15, zum wortgleichen § 16 Abs. 1 EEG 2009.

Danach ist der Ausgangspunkt der Beurteilung die Anlage („*Netzbetreiber müssen [...] Strom aus Anlagen, die ausschließlich [...] vergüten.*“). Mithin könnte ein Anspruch auf Vergütung nach den Vorschriften des EEGs grundsätzlich ausgeschlossen sein, sobald in der Anlage erstmals fossile Brennstoffe (Erdgas) zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Sicherheitshalber empfiehlt es sich für den BHKW-Betreiber, um auch der möglicherweise vom Netzbetreiber eingenommenen strengeren Sichtweise zu genügen, überhaupt keine fossilen Brennstoffe einzusetzen, um einen – endgültigen – Vergütungsverlust zu vermeiden.

Dem Ausschließlichkeitsprinzip steht jedenfalls eine Fahrweise nicht entgegen, bei der zeitgleich oder zeitlich versetzt verschiedene Biomassen im weiteren Sinne – also von Biomasse im Sinne der BiomasseV und solcher, die nicht unter die BiomasseV fällt – zur Stromerzeugung eingesetzt werden („**grüne**“ **Mischfeuerung** bzw. „grüne“ alternierend-bivalente Fahrweise). Denn § 16 Abs. 1 EEG verlangt nur, dass zur Stromerzeugung ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden und auch § 27 Abs. 1 EEG verlangt nicht, dass zur Stromerzeugung ausschließlich Biomasse im Sinne der BiomasseV eingesetzt wird. Der Anspruch auf die EEG-Vergütung besteht dann allerdings nur für den Strom, der aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wurde.

Weitere Voraussetzungen im Hinblick auf die Einsatzsubstrate ergeben sich aus § 27 Abs. 5 EEG. Danach besteht der Anspruch auf die Grundvergütung (ebenso wie der Anspruch auf die einsatzstoffbezogenen Vergütungen) nach § 27 Abs. 5 Nr. 1 EEG für Strom aus Biogasanlagen nur, wenn der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Corn-Cob-Mix und Körnermais sowie Lieschkolbenschrot in jedem Kalenderjahr maximal 60 Masseprozent beträgt („**Maisdeckel**“). Allerdings findet diese Vorschrift nach der Übergangsregelung des § 66 Abs. 4 EEG keine Anwendung auf Biogasanlagen, soweit das Biogas aus Biogaserzeugungsanlagen stammt, die bereits vor dem 01. Januar 2012 Biogas erzeugt haben. Sofern Biomethan zur Stromerzeugung eingesetzt wird, das in vor dem 01. Januar 2012 „in Betrieb genommenen“ Biogaserzeugungsanlagen erzeugt wurde, muss der Maisdeckel demgemäß nicht eingehalten werden.

Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas müssen darüber hinaus nach § 6 Abs. 4 EEG sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases ein neu zu errichtendes **Gärrestlager** am Standort der Biogaserzeugung technisch gasdicht abgedeckt ist und die hydraulische Verweilzeit in dem gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System mindestens 150 Tage beträgt. Dies gilt nur dann nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle im Sinne des § 2 Satz 1 Nr. 4 DüngG<sup>10</sup> verwendet wird. Zudem müssen bei der Erzeugung des Biogases zusätzliche **Gasverbrauchsseinrichtungen** zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas („**Gasfackel**“) verwendet werden. Liegen diese Voraussetzungen nicht vor, verringert sich der Vergütungsanspruch gemäß § 17 Abs. 1 EEG auf null, d.h. für den erzeugten und eingespeisten Strom kann lediglich der (unter der festen Einspeisevergütung liegende) energieträgerspezifische Referenzmarktwert beansprucht werden.

Zur Entstehung des Vergütungsanspruchs müssen nach § 6 Abs. 1 EEG Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW zudem bestimmte technische Vorgaben einhalten, durch die der Netzbetreiber jederzeit die **Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren** (Nr. 1) und die jeweilige **Ist-**

<sup>10</sup> Düngegesetz vom 09.01.2009, BGBl. I S. 54, zuletzt geändert durch Gesetz vom 15.03.2012 (BGBl. I S. 481)..

**Einspeisung abrufen** kann (Nr.2). Durch diese Regelung werden die notwendigen Voraussetzungen zur Durchführung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG geschaffen, durch das der Netzbetreiber EEG-Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen und gegen Zahlung einer Entschädigung ausnahmsweise zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität die Einspeisung aus EEG-Anlagen verringern oder abregeln kann. Im Unterschied zu den bisher genannten Vergütungsvoraussetzungen, die an der Erzeugung des Biogases bzw. Biomethans ansetzen und daher nicht im Einflussbereich des BHKW-Betreibers (sondern der des Biomethanproduzenten) liegen, sind die technischen Einrichtungen nach § 6 EEG an der Anlage selbst – also am BHKW – zu installieren.

Nach § 27 Abs. 3 EEG kann die „feste“ Einspeisevergütung von BHKWs, die nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, nur beansprucht werden, wenn ihre installierte Leistung 750 kW<sub>el</sub> nicht übersteigt. Dieser Vergütungsausschluss bezieht sich auf den gesamten in der Anlage erzeugten Strom und nicht nur auf den über 750 kW<sub>el</sub> hinausgehenden Anteil. Diese Anlagen können aber den erzeugten Strom direkt vermarkten und – bei Erfüllung aller gesetzlichen Voraussetzungen – zusätzlich zum erzielten Strompreis eine Marktprämie beanspruchen (vgl. dazu Abschnitt 5.5).

Für Strom aus BHKWs, die im Wege des Gasabtauschs erworbenes Biomethan einsetzen, besteht der Anspruch auf eine Vergütung nach § 27 Abs. 5 Nr. 2 EEG weiterhin nur, wenn der **Strom in Kraft-Wärme-Kopplung** erzeugt und dabei die Anforderungen der Anlage 2 zum EEG eingehalten wurden. Hierzu muss insbesondere eine anerkannte, förderfähige Wärmenutzung vorliegen. Die konkrete Art der Wärmenutzung darf nicht durch die Negativliste Nr. 4 Anlage 2 EEG ausgeschlossen sein. Hierdurch soll gewährleistet werden, dass die bei Biomethananlagen anfallende Wärme sinnvoll genutzt und die Effizienz der Anlage gesteigert wird.<sup>11</sup> Eine Liste der anerkannten Wärmenutzungen findet sich in der Positivliste (Nr. 3 der Anlage 3 EEG). Typischerweise anerkannte Wärmenutzungen sind z. B. die Beheizung oder Kühlung von Gebäuden im Sinne der Energieeinsparverordnung oder die Einspeisung der erzeugten Wärme in ein Fernwärmenetz. Sofern keine Wärmenutzung nach der Positivliste vorliegt, wird die Wärmenutzung anerkannt, wenn sie nachweislich fossile Energieträger in einem mit dem Umfang der fossilen Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt („General Klausel“). Durch die Formulierung „soweit“ kommt zum Ausdruck, dass nur für den Strom eine Vergütung in Anspruch genommen werden kann, der in KWK nach Maßgabe der Anlage 2 erzeugt worden ist. Wenn also nur 20 Prozent des Stroms in KWK nach Maßgabe der Anlage 2 erzeugt werden, kann auch nur für diesen Anteil die volle EEG-Vergütung beansprucht werden.

#### 5.3.4 Einsatzstoffabhängige Zusatzvergütungen.

Neben einem Anspruch auf die Grundvergütung – dessen Voraussetzungen daher immer auch erfüllt sein müssen – sieht § 27 Abs. 2 EEG zusätzliche einsatzstoffbezogene Vergütungen vor. Diese sind – anders als die Grundvergütung – weitgehend unabhängig von der Anlagenleistung. Hintergrund ist, dass die Kosten für die zur Stromerzeugung eingesetzten Substrate von der Anlagengröße nicht entscheidend abhängig sind.<sup>12</sup>

<sup>11</sup> Gesetzesbegründung, BT-Drs. 16/9477, S. 26.

<sup>12</sup> Vgl. Gesetzesbegründung zum EEG, BT-Drs. 17/6071, S. 141.

§ 27 Abs. 2 EEG unterscheidet zwischen zwei Vergütungsklassen, die zusätzlich zur Grundvergütung beansprucht werden können: Die Einsatzstoffvergütungsklasse I (§ 27 Abs. 2 Nr. 1 EEG) umfasst im Wesentlichen die Substrate, für die nach dem EEG 2009 neben der Grundvergütung der Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen beansprucht werden kann. Die Einsatzstoffvergütungsklasse II (§ 27 Abs. 2 Nr. 2 EEG) wird gewährt für Strom aus ökologisch wünschenswerten Einsatzstoffen, die geringe Nutzungskonkurrenzen (z. B. zur Nutzung als Lebens- oder Futtermittel) aufweisen und deren Einsatz einen hohen Beitrag für den Klimaschutz leisten kann.

#### **Vergütungshöhe.**

Die Vergütung für Strom aus Stoffen der **Einsatzstoffvergütungsklasse I** ist gestaffelt nach der Bemessungsleistung der Anlage und beträgt

- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 kW 6,0 ct/kWh
- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 750 kW 5,0 ct/kWh und
- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 MW 4,0 ct/kWh.

Für eine Bemessungsleistung von mehr als 750 kW bis einschließlich 5 MW sieht § 27 Abs. 2 Nr. 1 d) EEG beim Einsatz von Rinde oder Waldrestholz einen verringerten Vergütungssatz vor: Nach dieser Regelung beträgt der Bonus ab der zweiten Leistungsstufe lediglich 2,5 ct/kWh.

Die Vergütung für Strom aus Stoffen der **Einsatzstoffvergütungsklasse II** beträgt

- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 MW 8,0 ct/kWh.

Beim Einsatz von Gülle beträgt der Bonus davon abweichend

- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 kW 8,0 ct/kWh und
- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 MW 6,0 ct/kWh.

Die einsatzstoffbezogenen Zusatzvergütungen sind – anders als die Grundvergütung – nicht degressiv abzusenken.

#### **Vergütungsvoraussetzungen.**

Die Substrate, für deren Verstromung die Zusatzvergütung der **Einsatzstoffklasse I** beansprucht werden kann, werden in der Anlage 2 zur BiomasseV genannt. Neben einer Liste, in der einzelne Substrate (z. B. Corn-Cob-Mix, Futterrübe, Futterrübenblatt, Getreide und Getreidekorn) aufgeführt werden, enthält die Anlage 2 zur BiomasseV unter Ziffer 19 eine „Generalklausel“: Genannt werden dort Pflanzen- und Pflanzenbestandteile zur Biogaserzeugung, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden (nachwachsende Rohstoffe). Die Vergütung für Stoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse I kann somit für alle in der Anlage 2 aufgeführten Rohstoffe sowie darüber hinaus für alle Substrate beansprucht werden, die unter diese allgemeine Definition für nachwachsende Rohstoffe fallen.



Die Anlage 3 zur BiomasseV enthält eine Liste der Substrate, die der **Einsatzstoffvergütungsklasse II** zuzuordnen sind. Es handelt sich dabei um ökologisch besonders wünschenswerte Einsatzstoffe wie z. B. Landschaftspflegematerial und Gülle. Diese Liste ist abschließend.

Die Boni nach den Einsatzstoffvergütungsklassen I und II können beansprucht werden, soweit der Strom aus den in den Anlagen 2 und 3 genannten Substraten gewonnen wird. Dies ist so zu verstehen, dass im Rahmen der Vergütungsvorschrift des § 27 EEG ein **Mischeinsatz** von Substraten möglich ist, die den Einsatzstoffklassen I oder II angehören oder für die die Grundvergütung beansprucht werden kann. Auch ausweislich der Gesetzesbegründung soll das in der Vorgängerfassung des EEGs in Bezug auf den Nawaro-Bonus geltende Ausschließlichkeitsprinzip aufgegeben werden, weshalb der bislang ausgeschlossene Mischeinsatz etwa von Energiepflanzen und Abfallstoffen im EEG möglich sein soll.<sup>13</sup> Dadurch soll eine bessere Erschließung von teilweise nicht nutzbaren Reststoffpotenzialen ermöglicht werden.

Die jeweiligen Vergütungen – Grundvergütung, Einsatzstoffvergütungsklasse I und Einsatzstoffvergütungsklasse II – können bei einem solchen Mischeinsatz anteilig beansprucht werden. Der Anteil an der Stromerzeugung, die auf den Einsatz der jeweiligen Substratgruppen zurückzuführen ist, ist anhand von **Standard-Methanerträgen** zu ermitteln, die sich für die eingesetzten Substrate aus den Anlagen 1 bis 3 zur BiomasseV ergeben. Für Stoffe, die in keiner der in Anlage 1 bis 3 zur BiomasseV enthaltenen Listen genannt werden, die aber gleichwohl Biomasse im Sinne der BiomasseV sind, enthält § 2 Abs. 2 Satz 5 BiomasseV einen „Auffangtatbestand“: Für die Ermittlung der prozentualen Anteile der Einsatzstoffe an der Stromerzeugung gelten diese Substrate als Einsatzstoff nach Anlage 1 zur BiomasseV.

Gegenwärtig wird die Ansicht vertreten, dass eine „**virtuelle Aufspaltung**“ des in einem Fermenter erzeugten Biogases in Biogasmengen mit dem Eigenschaftsprofil „Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse I“ und „Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse II“ nicht zulässig ist. Folgt man dieser Sichtweise, bedeutet dies, dass die gesamte in einem Fermenter erzeugte Biogasmenge nur ein spezifisches Mischverhältnis aus den Einsatzstoffvergütungsklassen I und/oder II aufweisen kann und eine „virtuelle Aufspaltung“ des im Fermenter produzierten Biogases nach angewandten Einsatzstoffvergütungsklassen ausscheidet. Konkret bedeutet dies, dass bei einem Mischverhältnis von 60 Prozent Einsatzstoffvergütungsklasse I und 40 Prozent Einsatzstoffvergütungsklasse II das Biogas aus dem Fermenter auch für Teilmengen stets im Verhältnis 40 zu 60 geliefert werden muss. Eine mengenmäßige Aufteilung in 60 Prozent Biogas aus 100 Prozent Einsatzstoffvergütungsklasse I und 40 Prozent Biogas aus 100 Prozent Einsatzstoffvergütungsklasse II wäre danach unzulässig.

### 5.3.5 Gasaufbereitungsbonus.

Zusätzlich zur Grundvergütung und ggf. den einsatzstoffbezogenen Zusatzvergütungen kann gemäß § 27c Abs. 2 EEG für Strom aus Anlagen, die im Wege des Gasabtauschs erworbenes Biomethan zur Stromerzeugung einsetzen, ein Gasaufbereitungsbonus beansprucht werden. Voraussetzungen und Höhe dieses Bonus regelt die Anlage 1 zum EEG.

<sup>13</sup> Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6071, S. 71.

### **Vergütungshöhe.**

Die Höhe des **Gasaufbereitungsbonus** ist abhängig von der Kapazität der Gasaufbereitungsanlage und beträgt für im Jahr 2012 in Betrieb genommene BHKWs bis zu einer maximalen Nennleistung der Gasaufbereitungsanlage von

- bis 700 Normkubikmetern aufbereitetes Biogas pro Stunde 3,0 ct/kWh,
- bis 1 000 Normkubikmetern aufbereitetes Biogas pro Stunde 2,0 ct/kWh und
- bis 1 400 Normkubikmetern aufbereitetes Biogas pro Stunde 1,0 ct/kWh.

Wird das Gas in Gasaufbereitungsanlagen mit einer maximalen Kapazität von mehr als 1.400 Normkubikmetern aufbereitetem Biogas pro Stunde aufbereitet, entfällt der Bonus vollständig. Nach § 20 Abs. 2 Nr. 2 EEG unterliegt auch der Gasaufbereitungsbonus für ab dem 01 Januar 2013 in Betrieb genommene BHKWs einer jährlichen Degression von zwei Prozent.

### **Vergütungsvoraussetzungen.**

Der Gasaufbereitungsbonus kann für Strom aus BHKWs beansprucht werden, die im sog. Gasabtausch nach § 27c Abs. 1 EEG betrieben werden, wenn folgende Voraussetzungen eingehalten werden:

- **Methanemissionen** in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von höchstens 0,2 Prozent,
- ein **Stromverbrauch** für die Aufbereitung von höchstens 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas,
- Bereitstellung der **Prozesswärme** für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie und
- **Nennleistung** der Gasaufbereitungsanlage von höchstens 1.400 Normkubikmetern aufbereitetem Biogas pro Stunde.

## **5.4 Nachweisführung gegenüber dem Stromnetzbetreiber.**

Im Rahmen des EEGs gilt: Derjenige, der Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung einsetzt und für den erzeugten Strom die EEG-Vergütung beansprucht, muss nachweisen, dass die Voraussetzungen für den geltend gemachten Anspruch vorliegen. Im EEG wird dabei zwar detailliert geregelt, was Anlagenbetreiber nachzuweisen haben. Wie – also mit welchen Mitteln – der Nachweis über die Eigenschaften des Biogases und die Umstände seiner Erzeugung zu führen ist, regelt das EEG allerdings nur in einem geringen Umfang.

Hinsichtlich einiger Anforderungen (z. B. Einsatzstofftagebuch, Umweltgutachten) regelt das EEG, wie dieser Nachweis zu erbringen ist. Für alle übrigen nachzuweisenden Eigenschaften und Beschaffenheitsmerkmale gelten die allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätze. Danach hat grundsätzlich derjenige, der einen Anspruch geltend macht, die anspruchsbegründenden Tatsachen darzulegen und – werden diese in einem etwaigen Gerichtsverfahren bestritten – auch zu beweisen. Dabei ist der Nachweis mit geeigneten Mitteln zu führen.

Das Vorliegen gesetzlicher Anforderungen an das eingesetzte Biomethan, die an der Erzeugung, Aufbereitung, der Einspeisung sowie dem Transport im Erdgasnetz anknüpfen, können über das dena-

Biogasregister (vgl. 4.5) nachgewiesen werden. Demnach kann über das dena-Biogasregister z. B. der Nachweis über den Einsatz von Biomasse im Sinne der BiomasseV und/oder Stoffen der Einsatzstoffvergütungsklassen I und/oder II sowie die technisch gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers bei der Biogaserzeugung und die Verwendung einer „Gasfackel“ bei der Biomasseerzeugung nachgewiesen werden. Das Biogasregister ist insbesondere auch als **Massenbilanzsystem** im Sinne von § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG anerkannt (Altrock & Reichelt 2013).

Die weiteren gesetzlichen Vergütungsvoraussetzungen, die – wie die Installation der technischen Einrichtungen nach § 6 Abs. 1 EEG – am BHKW selbst oder am Prozess der Stromerzeugung anknüpfen, müssen nach dem bereits angesprochenen, allgemeinen Grundsatz vom BHKW-Betreiber nachgewiesen werden. Teilweise schreibt das Gesetz hier die Form vor. Soweit keine ausdrücklichen Vorgaben bestehen, hat der Nachweis mit geeigneten Mitteln zu erfolgen. Dass der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde, also die zugleich erzeugte Wärme im Sinne des KWKG als Nutzwärme verwendet wird, und der Strom damit grundsätzlich nach dem EEG vergütungsfähig ist, ist z. B. über ein Umweltgutachten nachzuweisen.

Alternativ können für serienmäßig hergestellte BHKWs mit einer Leistung von bis zu 2 MW geeignete Unterlagen des Anlagenherstellers vorgelegt werden, aus denen die thermische und elektrische Leistung sowie die Stromkennzahl hervorgehen.

Auch die qualifizierte Wärmenutzung im Sinne der Positivliste bzw. der „Generalklausel“ nach Anlage 2 EEG ist durch Umweltgutachten nachzuweisen. Wie die Installation der technischen Einrichtungen nach § 6 EEG nachzuweisen ist, regelt das EEG hingegen nicht explizit. Hier wird deshalb ein Nachweis mit geeigneten Mitteln ausreichend sein; im Übrigen werden diese Einrichtungen regelmäßig mit dem Netzbetreiber abgestimmt, sodass ihm diese grundsätzlich bekannt sein dürften.

## 5.5 Direktvermarktung des erzeugten Stroms.

Neben der „festen“ Einspeisevergütung für Strom aus Biomasse können BHKW-Betreiber ihren Strom grundsätzlich auch im Wege der Direktvermarktung an einen Dritten veräußern. BHKW-Betreiber haben damit ein Wahlrecht, ob sie die „feste“ Einspeisevergütung beanspruchen oder den Strom – ggf. unter Inanspruchnahme einer Marktprämie – direkt vermarkten wollen. Handelt es sich jedoch um ein BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung über 750 kW, das ab dem 01. Januar 2014 in Betrieb genommen wird, besteht kein Wahlrecht. Der erzeugte Strom muss direkt vermarktet werden, eine „feste“ Einspeisevergütung ist nach § 27 Abs. 3 EEG ausgeschlossen.

### 5.5.1 Formen der Direktvermarktung.

Welche Formen der Direktvermarktung es gibt, regelt § 33g EEG. Danach kann die Direktvermarktung zum Zwecke der Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33g EEG, zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 39 Abs. 1 EEG (Grünstromhändlerprivileg, vgl. dazu nachfolgend 8.4.) oder als sonstige Direktvermarktung erfolgen. Unter sonstige Direktvermarktung fällt jede Direktvermarktung, die sich nicht den zuerst genannten Formen – Marktprämie oder Grünstromprivileg – zuordnen lässt. Für den Zeitraum, in dem

der Strom direkt vermarktet wird, kann ein Anspruch auf die feste EEG-Einspeisevergütung nicht geltend gemacht werden, vgl. § 33e EEG.

### 5.5.2 Direktvermarktung mit Marktprämie und ggf. Flexibilitätsprämie.

Nachfolgend soll insbesondere die Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie näher betrachtet werden, da auch die Marktprämie – wie die feste EEG-Vergütung – vom Netzbetreiber beansprucht werden kann, § 33g Abs. 1 EEG, und in der Praxis zudem die am häufigsten praktizierte Direktvermarktungsform ist. Im Grundsatz soll in dieser durch das EEG geförderten Vermarktungsform aber nur Strom verwertet werden, der auch förderfähig ist. Der direkt vermarktete Strom muss also vergütungsfähiger Strom im Sinne der festen Einspeisevergütung sein.

#### Teilweise Direktvermarktung.

§ 33f EEG erlaubt auch eine anteilige Direktvermarktung. Danach dürfen Anlagenbetreiber für den in ihrer Anlage erzeugten Strom anteilig die feste EEG-Einspeisevergütung geltend machen und den verbleibenden Teil des Stromes direkt vermarkten. Hierfür müssen sie allerdings dem Netzbetreiber mitteilen, wie viel Prozent des erzeugten Stroms mit der festen Einspeisevergütung vergütet und wie viel Prozent des Stroms direkt vermarktet werden soll. Die mitgeteilten Prozentsätze müssen dann nachweislich jederzeit eingehalten werden, vgl. § 33f Abs. 1 EEG.

#### Weitere Vorgaben.

Für den im Marktprämienmodell direkt vermarkteten Strom darf gemäß § 33c Abs. 2 Nr. 1.b) EEG kein vermiedenes Netznutzungsentgelt nach § 18 Abs. 1 StromNEV geltend gemacht werden. Diese Regelung dient dazu, eine doppelte Förderung zu vermeiden.

Weitere Voraussetzung ist, dass die gesamte Ist-Einspeisung der (betroffenen oder gegenständlichen) Anlage in der Direktvermarktung in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird und der direkt vermarktete Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, der unter Inanspruchnahme der Marktprämie direkt vermarktet wird, vgl. § 33c Abs. 2 Nr. 3 und 4 EEG.

### 5.5.3 Abwicklung der Direktvermarktung.

Der Anlagenbetreiber hat im Fall der Direktvermarktung unter Inanspruchnahme der Marktprämie – anders als bei der „festen“ EEG-Einspeisevergütung – im Grundsatz **zwei Ansprechpartner**. Den Stromhändler, an den er den erzeugten Strom regelmäßig über einen Stromliefervertrag zu einem Marktpreis verkauft, sowie den Netzbetreiber, dem gegenüber er die Direktvermarktung anmelden muss und von dem er die Marktprämie erhält (siehe Abbildung 5). Im Marktprämienmodell erfolgt keine Stromlieferung an den Netzbetreiber. Dem Netzbetreiber sind die direkt vermarkteten Strommengen aber mitzuteilen. Anhand dieser mitgeteilten Strommengen wird dann entsprechend der Vorgaben aus § 33h sowie Anlage 4 EEG die Marktprämie berechnet.

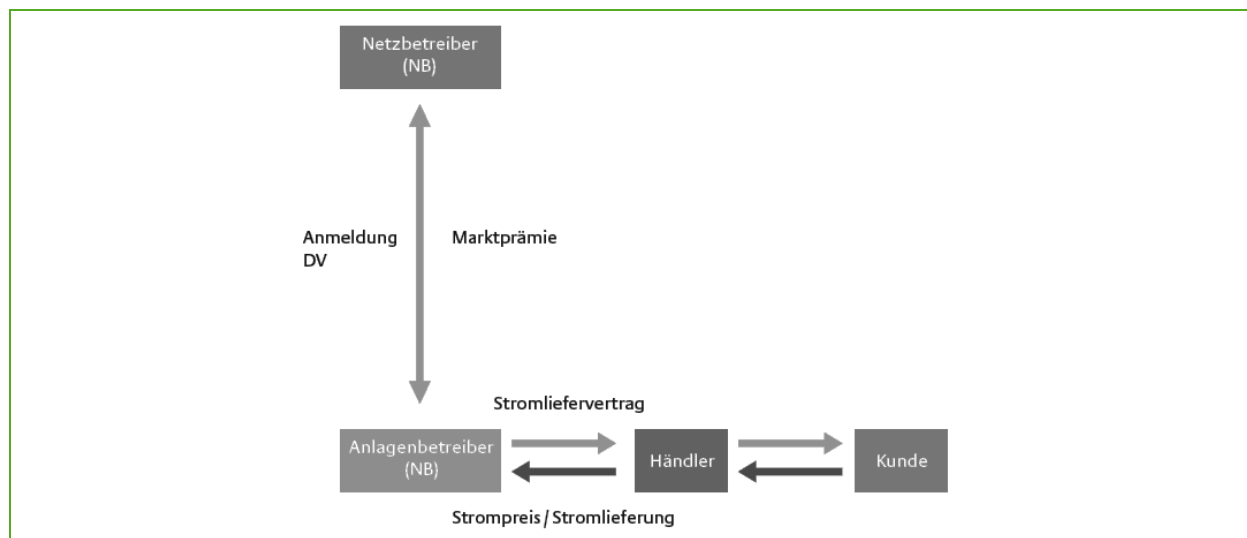


Abbildung 5: Direktvermarktung mit Marktprämie

Die Marktprämie wird, nach einem Beschluss des Bundesministeriums für Finanzen aus 2012, ohne Umsatzsteuer an den Betreiber ausgezahlt. Die Einnahmen aus dem Stromverkauf hingegen sind umsatzsteuerbar.

In der Praxis gibt es zudem eine sehr verbreitete Variante der Abwicklung. Danach verkauft der Anlagenbetreiber den Strom an den Direktvermarkter und Händler nicht zum Börsenpreis, sondern zu einem Preis „EEG-Vergütung plus x“. Zugleich tritt er den Anspruch auf die Marktprämie gegen dem Netzbetreiber an den Händler ab. Das Risiko, dass die Vermarktungserlöse tatsächlich im Schnitt auf dem zur Berechnung der Marktprämie liegenden Börsenpreisniveau liegen, trägt dann der Händler, nicht der Anlagenbetreiber.

Es ist empfehlenswert, sich als Anlagenbetreiber gegen ein Ausfallrisiko des Stromhändlers in geeigneter Höhe abzusichern. Ohne entsprechende Absicherung können dem Anlagenbetreiber ggf. Einspeiseerlöse entgehen, die sonst über einen Zeitraum von mehr als zwei Monaten an der Strombörse erzielt worden wären. Dies liegt daran, dass eine Ummeldung zurück in die herkömmliche EEG-Vergütung oder zu einem anderen Stromhändler erst zum ersten Tag des übernächsten Monats möglich ist. Die Auszahlung der Erlöse des Stromverkaufs durch den Stromhändler erfolgt nicht in den ersten Tagen des Folgemonats. So können Zahlungsschwierigkeiten erst innerhalb des Folgemonats bekannt werden. Deshalb ist eine Absicherung empfehlenswert, die den Erlösen aus dem dreimonatigen Stromverkauf entspricht. Das Risiko wird üblicherweise in Form einer Bürgschaft abgesichert, die durch das Kreditinstitut des Stromhändlers gewährt wird.

#### 5.5.4 Höhe der Marktprämie.

Die Marktprämie soll die Differenz zwischen dem regelmäßig unter der festen EEG-Einspeisevergütung (EV) liegenden Marktwert (MW) des direkt vermarkteten Stroms zur festen EEG-Einspeisevergütung ausgleichen. Wesentlicher Bestandteil der Marktprämie ist die gleitende Prämie, also die Differenz zwischen Marktwert und fester Einspeisevergütung (siehe Abbildung 6).

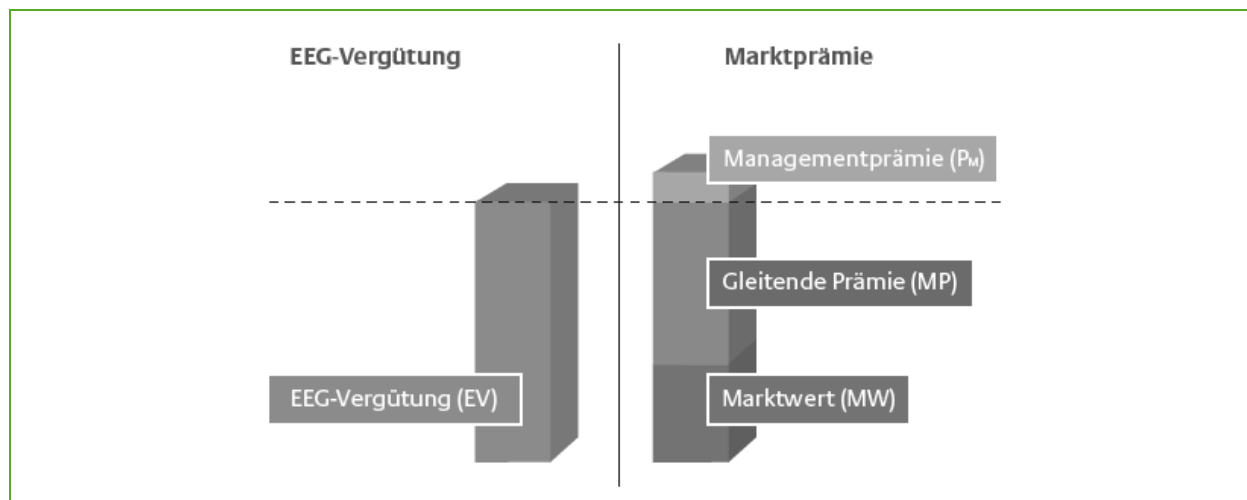


Abbildung 6: Höhe Marktprämie

Dabei ist die feste Einspeisevergütung für den Strom aus der konkreten Anlage für die **Ermittlung der Marktprämie** zu berücksichtigen. Die Höhe der vom Netzbetreiber auszahlenden Marktprämie wird kalendermonatlich anhand des sog. anzulegenden Wertes berechnet, vgl. §§ 33g Abs. 2, 33h sowie Anlage 4 EEG. Gemäß § 33h EEG wird die Marktprämie anhand der Höhe des Vergütungsanspruchs für den direkt vermarkteten Strom bei der konkreten Anlage im Fall der Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung für den jeweiligen Energieträger berechnet. Grundlage für den anzulegenden Wert soll damit die feste Einspeisevergütung für die konkrete Anlage sein. Es müssen also alle gesetzlichen Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung vorliegen. Demgemäß müssen für einen Anspruch auf die Marktprämie im Grundsatz alle Vergütungsvoraussetzungen des §§ 27, 27c EEG sowie die allgemeinen Vergütungsvoraussetzungen (z. B. §§ 6 und 16 EEG) eingehalten werden.

Da dem Anlagenbetreiber durch die Direktvermarktung des Stroms weitere Kosten entstehen (z. B. für die Erstellung von Prognosen sowie Handelsanbindungen), sieht die Anlage 4 EEG gegenwärtig zudem die **Managementprämie** ( $P_M$ ) vor, die diese Kosten abdecken soll. Die Managementprämie ist energieträgerspezifisch als Pauschale festgelegt und orientiert sich deshalb nicht an den tatsächlichen Aufwendungen des Anlagenbetreibers für die Direktvermarktung (Holzhammer 2011; Holzhammer & Krautkremer 2012).

### 5.5.5 Ermittlung der Marktprämie.

Nach Nr. 1.2 Anlage 4 EEG berechnet sich die Marktprämie (MP) grundsätzlich als:

$$MP = EV - RW$$

Dabei ist EV der anzulegende Wert nach § 33h EEG 2012, also die für die Anlage im konkreten Fall geltende EEG-Vergütung.

RW ist der energieträgerspezifische Referenzmarktwert, der sich für Biomasse gemäß Nr. 2.1 Anlage 4 EEG berechnet. Danach gilt:

$$RW = MW - P_M$$

Dabei ist MW der jeweilige Marktpreis (Börsenpreis) für den Monat, in dem die Einspeisung des Stroms erfolgte, für den die Marktprämie geltend gemacht wird. Es ist der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig zugrunde zu legen. Der Marktpreis wird daher nach Ablauf des Monats, in dem die Direktvermarktung erfolgte, ermittelt. Auf die zu erwartenden Zahlungen sind Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten (vgl. § 33g Abs. 2 EEG 2012). Die insoweit relevanten Daten werden von den Übertragungsnetzbetreibern für jeden Kalendermonat bis zum Ablauf des zehnten Werktags des Folgemonats auf einer gemeinsamen Internetseite veröffentlicht (vgl. Nr. 3.2 Anlage 4).

$P_M$  ist die **Managementprämie**, die die zusätzlichen Kosten für die Abwicklung der Direktvermarktung abdecken soll. Dazu gehören die notwendigen Kosten

- für die Börsenzulassung,
- für die Handelsanbindung,
- für die Transaktionen für die Erfassung der Ist-Werte und die Abrechnung,
- für die IT-Infrastruktur,
- für die Personal- und Dienstleistungen,
- für die Erstellung der Prognosen und
- für Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose.

Diese Managementprämie beträgt für Strom aus Biomasseanlagen gemäß Nr. 2.1.2 Anlage 4 EEG

- im Jahr 2013 0,275 Cent/kWh,
- im Jahr 2014 0,25 Cent/kWh,
- ab dem Jahr 2015 0,225 Cent/kWh.

Setzt man die Berechnungsformel für den Referenzmarktwert (RW) in die Grundformel für die Berechnung der Marktprämie ein, ergibt sich Folgendes:

$$MP = EV - RW$$

$$\text{mit } RW = MW - P_M$$

$$MP = EV - (MW - P_M) \text{ also } MP = EV - MW + P_M$$

Daraus wird deutlich, dass sich die Höhe der Marktprämie grundsätzlich aus der Differenz zwischen der EEG-Vergütung und dem einheitlich für einen Monat festgesetzten durchschnittlichen Marktpreis – in 6: Höhe Mar als gleitende Marktprämie bezeichnet zusammensetzt. Darauf wird dann die Managementprämie aufgeschlagen.

### 5.5.6 Wirtschaftlichkeit Marktprämienmodell.

Mehrere Faktoren beeinflussen die Einnahmen bei der Direktvermarktung mit Marktprämie. Entspricht der bei der Direktvermarktung erzielte Strompreis genau dem durchschnittlichen monatlichen Strompreis an der Börse (MW), entsprechen die Einnahmen aus Stromverkauf und Marktprämie der EEG-Vergütung. Die gleitende Marktprämie gleicht dann die Differenz zwischen Marktwert und fester EEG-Vergütung genau aus. Liegt der Strompreis, der von dem Händler oder Endkunden erlangt wird, über dem durchschnittlichen monatlichen Strompreis an der Börse (MW), erhöhen sich die Einnahmen entsprechend um die Differenz zwischen dem tatsächlich erzielten Strompreis und dem durchschnittlichen monatlichen Strompreis an der Börse MW. Liegt hingegen der Strompreis, den der Anlagenbetreiber von dem Händler oder Endkunden erhält, unter dem durchschnittlichen monatlichen Strompreis an der Börse (MW), reduzieren sich die Einnahmen entsprechend um diese Differenz.

Theoretisch kann der Anlagenbetreiber die Stromerzeugung immer dann forcieren, wenn er aufgrund seines Vertrags mehr für den Strom erhält, als es dem Wert an der Börse im Monatsdurchschnitt entspricht. Der Betreiber eines BHKWs ist jedoch in der Wahl seiner Fahrweise nicht völlig frei. Vielmehr besteht eine Abhängigkeit von der jeweils aktuellen Wärmenachfrage, es sei denn, die Anlage verfügt über einen Wärmespeicher. Eine Kondensation der Wärme kommt wegen der KWK-Pflicht aus § 27 Abs. 5 Nr. 2 EEG nicht in Betracht.

Entsprechendes gilt im Hinblick auf die Managementprämie. Sind die Kosten des Anlagenbetreibers für die Vermarktung des Stroms niedriger als die Managementprämie, stellt er sich besser als mit der festen EEG-Vergütung. Sind die Kosten höher, stellt er sich schlechter als mit der festen EEG-Vergütung. In der Regel übernimmt die Vermarktung des produzierten Stroms ein Stromhändler. Der Anlagenbetreiber muss mit dem Stromhändler die Kosten für die Vermarktung des Stroms verhandeln und festlegen. Damit wird offenbar, wie die Marktprämie Anlagenbetreiber an den Chancen und Risiken der Vermarktung des erzeugten Stroms beteiligen soll.

Die Wirtschaftlichkeit der Vermarktung mit Marktprämie hängt also grundsätzlich vor allem von folgenden Fragen ab:

- Liegt der Strompreis, der bei der Direktvermarktung von dem Händler oder Endkunden erlangt wird, über oder auf dem durchschnittlichen Strompreis an der Börse (MW) in dem jeweiligen Monat und können somit über der festen EEG-Vergütung liegende oder zumindest gleiche Einnahmen erzielt werden?
- Kann die Stromproduktion so beeinflusst werden, dass höhere Erlöse für den Strom erzielbar sind? Wie verhalten sich die zusätzlichen Aufwendungen für die flexible Stromproduktion (Mehrkosten für den Stromhandel, insbesondere Prognosen, zusätzlicher Wärmespeicher, mehr Startvorgänge usw.)?



- Deckt die Managementprämie die zusätzlichen Kosten durch die Direktvermarktung vollständig ab und kann daraus ggf. noch ein zusätzlicher Erlös erwirtschaftet werden?

### 5.5.7 Flexibilitätsprämie für zusätzlich installierte Leistung.

Nach § 33i Abs. 1 EEG 2012 können Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber ergänzend zur Marktprämie eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen. Weil die Flexibilitätsprämie ergänzend zur Marktprämie beansprucht werden kann, müssen sowohl die allgemeinen Voraussetzungen für eine Direktvermarktung, aber auch im Speziellen die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Marktprämie vorliegen. Hierbei besteht allerdings die Besonderheit, dass eine anteilige Direktvermarktung bei der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nicht möglich ist; es muss der gesamte in der Anlage erzeugte Strom direkt vermarktet werden. Der Standort, die installierte Leistung der Anlage sowie die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie müssen an die Bundesnetzagentur gemeldet werden<sup>14</sup>.

Weitere Voraussetzung ist, dass die Bemessungsleistung der Anlage mindestens das 0,2-fache der installierten elektrischen Leistung der Anlage beträgt. Die Flexibilitätsprämie soll für bestehende Anlagen und Neuanlagen die Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten anreizen. Dadurch soll ein flexibler Betrieb der Anlage für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung ermöglicht werden. Die Flexibilitätsprämie dient dabei dazu, die Zusatzinvestitionen für die Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten abzudecken. Sofern eine Anlage alle Fördervoraussetzungen für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erfüllt und über den gesamten Förderzeitraum dem Grunde nach einen EEG-Vergütungsanspruch besitzt, kann die Flexibilitätsprämie über einen Zeitraum von zehn Jahren in Anspruch genommen werden. Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird gemäß § 33i Abs. 2 EEG kalenderjährlich berechnet, wobei die Berechnung für die jeweils zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung nach Maßgabe der Anlage 5 EEG erfolgt. Maßgeblich für die Berechnung der Flexibilitätsprämie ist dabei das Verhältnis zwischen installierter Leistung und Bemessungsleistung der Anlage.

Um einen rein prämiensorientierten Betrieb zu vermeiden, wurde vom Gesetzgeber die Bedingung vorgesehen, dass eine Bemessungsleistung von mindestens 20 Prozent der installierten Leistung erreicht werden muss. Dadurch wird eine Mindestauslastung der Anlage gewährleistet, um eine Förderung von nicht genutzter Kapazität auszuschließen. Zudem wird bei einer Zusatzleistung von mehr als dem 0,5-fachen Wert der installierten Leistung lediglich eine Zusatzleistung von 0,5 angenommen. Damit wird die mögliche Zusatzleistung nach oben begrenzt und eine Überförderung ausgeschlossen. Der Gesetzgeber geht also davon aus, dass ein bedarfsgerechter Betrieb der Anlage allenfalls die doppelte installierte Leistung im Vergleich zur Bemessungsleistung erfordert.

Des Weiteren wird die tatsächliche Bemessungsleistung von Biomethan-BHKWs mit dem Korrekturfaktor 1,6 multipliziert. Die Differenz aus korrigierter Bemessungsleistung und installierter Leistung ergibt die vergütungsfähige Zusatzleistung, für welche die Flexibilitätsprämie von 130 € pro kW Zusatzleistung in Anspruch genommen werden kann. Der Korrekturfaktor dient dazu, dass eine zu-

<sup>14</sup> Formular abrufbar unter:

[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Flexibilitaetspraemie/flexibilitaetspraemie-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Flexibilitaetspraemie/flexibilitaetspraemie-node.html).

sätzlich bereitgestellte Leistung erst dann vorliegt, wenn die Bemessungsleistung einen Wert unterhalb der durchschnittlichen Bemessungsleistung der Anlage erreicht und damit tatsächlich eine zusätzliche Leistung bereitgestellt wird.

Die exakte Höhe der Flexibilitätsprämie [ct/kWh] wird nach Anlage 5 EEG wie folgt berechnet:

$$\text{Flexibilitätsprämie} = \frac{P_{\text{Zusatz}} * KK * 100 \left[ \frac{\text{ct}}{\text{€}} \right]}{P_{\text{Bem}} * 8760 \left[ \frac{\text{h}}{\text{a}} \right]}$$

$$P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{inst}} - f_{\text{Kor}} * P_{\text{Bem}}$$

$P_{\text{Zusatz}}$	Zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung für die bedarfsorientierte Stromerzeugung [kW] (wird festgesetzt mit dem Wert 0, wenn die Bemessungsleistung die 0,2-fache installierte Leistung unterschreitet; wird festgesetzt mit dem 0,5-fachen Wert der installierten Leistung, wenn er größer ist als der 0,5-fache Wert der installierten Leistung)
KK	Kapazitätskomponente für die Bereitstellung der zusätzlich installierten Leistung [€/kW] (derzeit 130 €/kW)
$P_{\text{Bem}}$	Bemessungsleistung der Anlage [kW]
$P_{\text{inst}}$	installierte Leistung [kW]
$f_{\text{Kor}}$	Korrekturfaktor für die Auslastung der Anlage (für Biomethan: 1,6; für Biogas, das kein Biomethan ist: 1,1)

### Beispielrechnung für die Biomethanverstromung:

Installierte Leistung: 500 kW

- a) Bemessungsleistung: 160 kW (entspricht 2.803 Volllaststunden)

$$P_{\text{Zusatz}} = 500 \text{ kW} - 1,6 * 160 \text{ kW} = 244 \text{ kW}$$

$$\text{Flexibilitätsprämie} = \frac{244 \text{ kW} * 130 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * 100 \frac{\text{ct}}{\text{€}}}{160 \text{ kW} * 8760 \left[ \frac{\text{h}}{\text{a}} \right]} = 2,26 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \triangleq 31.720 \frac{\text{€}}{\text{a}}$$

- b) Bemessungsleistung: 200 kW → Flexibilitätsprämie = 1,34 ct/kWh bzw. 23.400 €/a  
 c) Bemessungsleistung: 240 kW → Flexibilitätsprämie = 0,72 ct/kWh bzw. 15.080 €/a

Aus der Berechnungsformel lässt sich die Höhe der Flexibilitätsprämie in Abhängigkeit zur Vollbenutzungsstundenzahl ableiten (siehe Abbildung 7). Da für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie die Bemessungsleistung mindestens 20 Prozent der installierten Leistung betragen muss, muss die Anlage mindestens 1.752 Vollbenutzungsstunden im Jahr aufweisen. Die Flexibilitätsprämie erreicht den Maximalwert von 130 €/kW Zusatzleistung bzw. von 65 €/kW installierter Leistung und fällt ab, sobald der Korrekturfaktor für Biomethan von 1,6 die anzusetzende Zusatzleistung begrenzt.

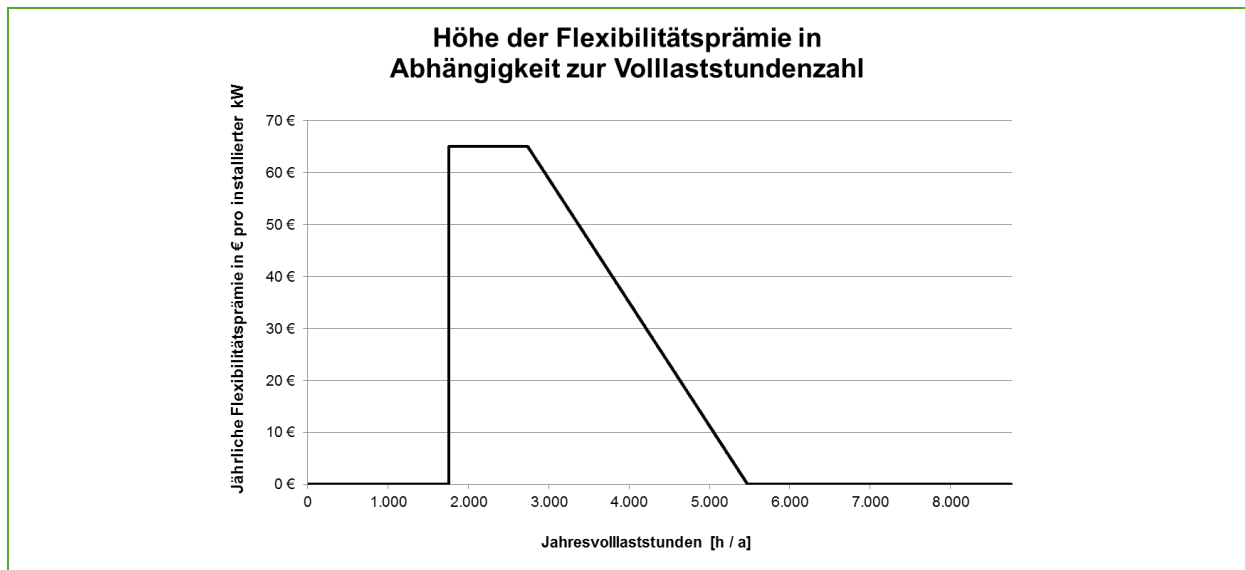


Abbildung 7: Höhe der Flexibilitätsprämie in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstundenzahl

#### Abwicklung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie.

Für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie hat der Anlagenbetreiber mit dem Netzbetreiber nur einen Ansprechpartner. Diesem ist im Vorfeld das Datum der erstmaligen Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie mitzuteilen. Der Netzbetreiber ist daraufhin ab dem ersten Tag des zweiten auf die Meldung folgenden Kalendermonats verpflichtet, einen monatlichen Abschlag der Flexibilitätsprämie an den Betreiber zu entrichten.

Grundvoraussetzung für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist ein Gutachten, das die technische Eignung der Anlage für einen bedarfsorientierten Betrieb der Anlage bescheinigt. Dieses Gutachten ist durch einen Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung anzufertigen.

Die wesentlichen Schritte beim Erstellen des Gutachtens sind:

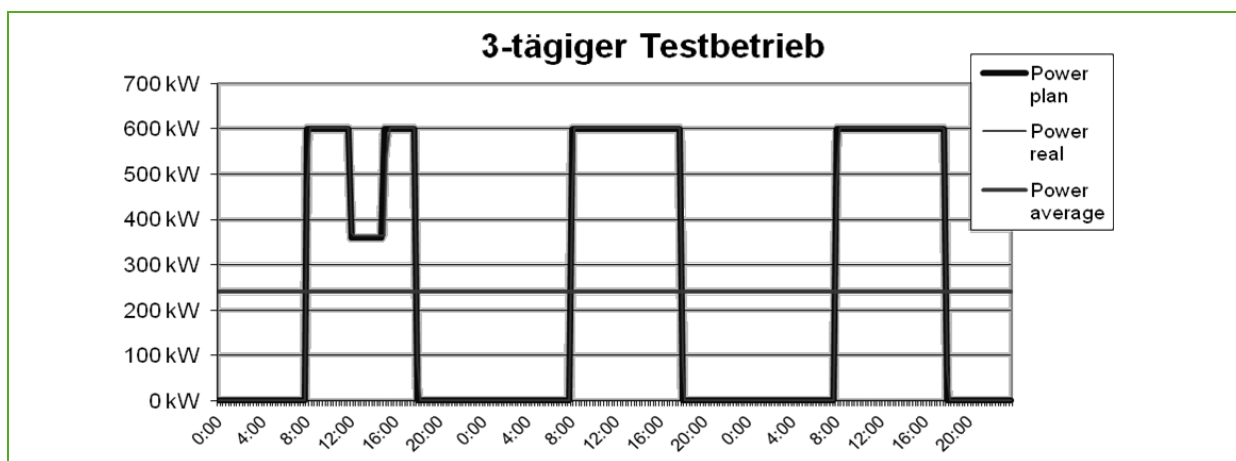
- Beauftragung des Gutachters
- Vorbereitung und Bereitstellen von Unterlagen, u. a.:
  - Lageplan, allgemeine Informationen zu Standort und Umgebung
  - Netzanschlussverträge (Gas, Strom)
  - Wärmekonzepte, Wärmeabnehmer, Wärmelieferverträge
  - Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz und Baugenehmigungen
  - BHKW-Datenblatt
  - Direktvermarktungsverträge
  - Darstellung der im Rahmen der Flexibilitätsprämie angestrebten Betriebsweise
  - dena Biogasregister-Auszug
- Durchführung eines dreitägigen Testbetriebs
- Vor-Ort Besichtigung durch den Gutachter: Anlagenteile, Betrieb, Strom- und Wärmemengenzähler

### ■ Erstellung des Gutachtens

Mit der Durchsicht der Dokumentationen kann der Gutachter feststellen, ob die allgemeinen Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gegeben sind. Dies betrifft insbesondere die Erzeugung von Strom nach dem EEG und die Direktvermarktung. Darüber hinaus kann er beurteilen, inwiefern die Umsetzung einer bedarfsorientierten Stromerzeugung möglich ist, die vor allem durch die Möglichkeiten zur Gasspeicherung und die zusätzlichen Verstromungskapazitäten limitiert ist. Der bedarfsgerechte Betrieb der Anlage muss den Auflagen der Genehmigung nach BImSchG und den Netzanschlussverträgen genügen.

Eine bedarfsorientierte Stromerzeugung liegt vor, wenn die Anlage in der Lage ist, die vertraglichen Vereinbarungen zwischen Anlagenbetreiber und Stromhändler einzuhalten, der den erzeugten Strom bedarfsgerecht an der Strombörse anbietet. Dies wird der Stromhändler bevorzugt dann tun, wenn der erzielbare Preis am höchsten erscheint und somit eine erhöhte Wertschöpfung im Vergleich zur festen EEG-Vergütung erzielbar ist.

Während des dreitägigen Testbetriebs wird die angestrebte Fahrweise simuliert (siehe Abbildung 8). Die Anlage muss unter Beweis stellen, dass ein vorher vereinbarter Fahrplan über den Zeitraum von 72 Stunden abgefahren werden kann. Die Lastgangdaten des Testzeitraums sind dem Gutachter dann zur Verfügung zu stellen.



**Abbildung 8: Testbetrieb für Gutachten zur Flexibilitätsprämie**

Bei einer Vor-Ort-Besichtigung der Anlage macht sich der Gutachter ein abschließendes Bild von der Anlage und überprüft die in der Dokumentation beschriebene Anlagenauslegung. Der Termin einer Vor-Ort-Besichtigung kann vor oder nach dem Durchführen des Testbetriebs stattfinden. Vorzugsweise wird jedoch ein Termin während des dreitägigen Testbetriebs vereinbart.

Im Falle eines positiven Gutachtens ist der Netzbetreiber nach der Mitteilung über die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie verpflichtet, diese im Rahmen der im EEG beschriebenen Fristen an den Betreiber auszuzahlen. Erfahrungen zeigen, dass es zu erheblichen Verzögerungen bei der Auszahlung kommen kann, weil die Abrechnungssysteme der Netzbetreiber noch nicht entsprechend ausgelegt sind.

## 6 Marktanalyse.

Das folgende Kapitel gibt einen Überblick über Anwendungsfälle und Potenziale für Biomethan-BHKWs auf dem deutschen Wärmemarkt. Darüber hinaus findet eine grobe Spezifikation von Wärmesenken statt.

### 6.1.1 Anwendungsfälle und Geschäftsmodelle.

Die wirtschaftliche Verstromung von Biomethan nach dem EEG erfolgt in der Regel in markterprobten BHKWs unter Nutzung der entstehenden Wärme. Bedingt durch die baulichen Gegebenheiten der überwiegend eingesetzten, handelsüblichen Gasmotoren ist diese Wärme nur im sogenannten Niedertemperaturniveau unterhalb von 90°C verfügbar. In besonderen Fällen ist eine Auskopplung der Abgaswärme auf höherem Niveau bis ca. 120°C sinnvoll. Die ausgesuchten Anwendungsfälle beschränken sich folglich insbesondere auf Wärmesenken, die sich aus der Gebäudebeheizung, der Warmwasserbereitung oder einem speziellen Prozesswärmebedarf ergeben.

Beachtet man derzeit bestehende erdgasbetriebene Marktalternativen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung nach dem KWKG, sind die Anwendungsfälle für Biomethan-BHKWs beschränkt. Aufgrund des im Erdgasbetrieb bestehenden Eigenstromprivilegs werden für den Biomethanbetrieb hauptsächlich diejenigen Wärmesenken interessant, die nicht mit einem wesentlichen Stromeigenbedarf einhergehen. Kostenvorteile als Anreiz für den Betrieb eines Biomethan-BHKWs resultieren somit ausschließlich aus dem erzielbaren Wärmepreis.

Durch die besonderen Fördermechanismen nach dem EEG 2012 zur bedarfsorientierten Stromerzeugung unter Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämien lässt sich erstmalig auch für jahreszeitlich schwankende Wärmebedarfsprofile mit vergleichsweise geringen Vollbenutzungsstundenzahlen ein wirtschaftlicher BHKW-Betrieb darstellen.

In den Fokus geraten damit nunmehr auch Wärmesenken, die keine durchgehende Wärmegrundlast aufweisen. Hierzu zählen in erster Linie Wärmenetze, z. B. im Wohnungsbau, in Gewerbeparks oder in Industriebetrieben, die bisher in der Regel keinen wirtschaftlichen KWK-Betrieb erlaubten. Aufgrund der vergleichsweise hohen Allgemeinkosten für den Biomethan-Herkunftsnachweis, die erforderlichen Gutachten zur Wärmenutzung, die separat erforderlichen Netz- und Messentgelte für die Auspeisung der Biomethanmengen aus dem Gasverteilnetz sowie die erreichbaren elektrischen Wirkungsgrade eignen sich Biomethan-BHKWs insbesondere ab einer Leistungsklasse von ca. 140 kW<sub>el</sub>.

Ein weiterer Anwendungsfall für den Betrieb von BHKWs mit Biomethan nach dem EEG stellen bisher erdgasbetriebene Bestandsanlagen nach dem KWKG dar, die nach Ablauf der Förderungszeiträume nicht weiter wirtschaftlich betrieben werden können. In Abhängigkeit der Erstinbetriebnahme der KWK-Anlage, der zur Verwendung kommenden Biomethanqualität, der Benutzungsstruktur sowie der zu erwartenden Eigenstromquote ist ein wirtschaftlich interessanter Folgebetrieb mit Biomethan möglich. Eine detaillierte, spezifische Betrachtung der vielfältigen Möglichkeiten ist dabei unumgänglich und erfordert ein hohes Maß an spezifischen Kenntnissen.

Aufgrund der Komplexität der Anforderungen an das Anmelde- und Nachweisverfahren dezentraler EEG-Anlagen sowie der Vielzahl der auf dem Markt verfügbaren Biomethanqualitäten sind die Projektierung, die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und die Projektbegleitung als anspruchsvoll zu betrachten. Daraus kann ein hoher Bedarf an spezifischen Dienstleistungen entstehen, für den es verschiedene Contracting- und Servicemodelle gibt.

Folgende Eigenschaften machen eine Wärmesenke für Biomethan-BHKWs besonders interessant:

- Niedertemperaturbereich  $< 90^{\circ}\text{C}$ , ohne Stromeigenbedarf
- keine durchgehende Wärmegrundlast
- Bestandsanlagen (bisher erdgasbetrieben nach KWKG) nach Ablauf der Förderungshöchstdauer
- Leistungsbedarf ab ca.  $200 \text{ kW}_{\text{th}}$
- Contracting-/Dienstleistungs-Affinität des Auftraggebers

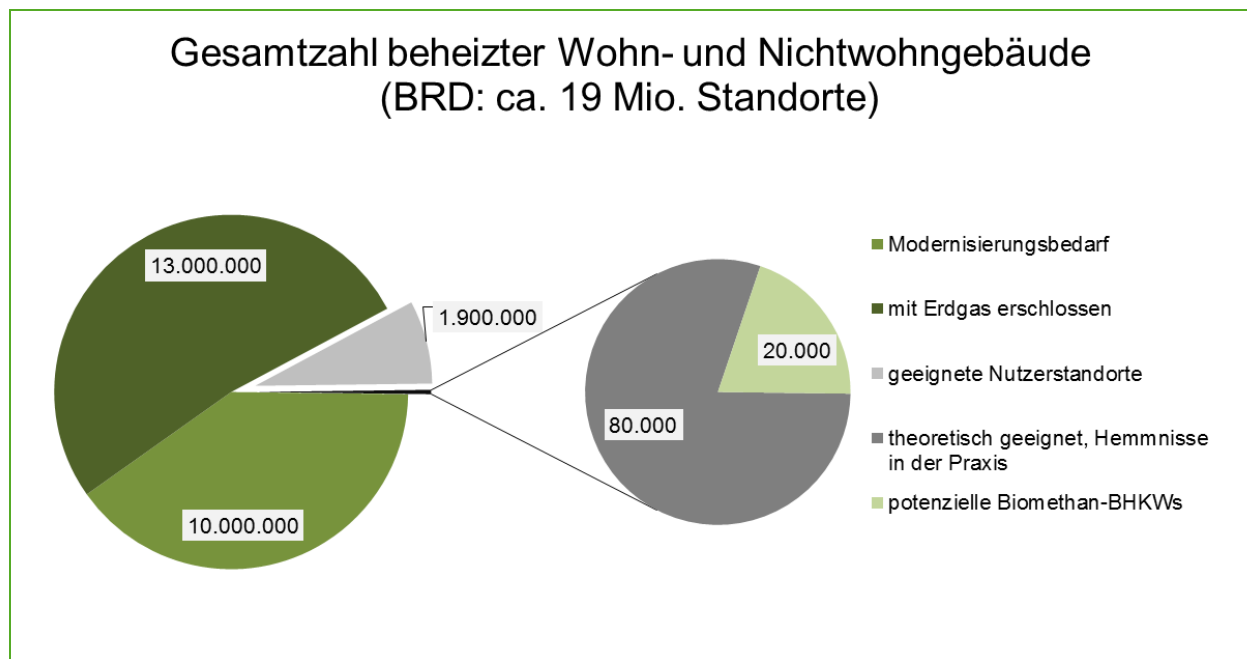
### 6.1.2 Potenziale.

Als „schlafender Riese“ bezeichnet, geht der Wärmemarkt mit einem hohen Potenzial an Modernisierungsbedarf einher. Von den ca. 19 Mio. Wohn- und Nichtwohngebäuden werden derzeit ca. 70 Prozent mit Erdgas beheizt und verfügen somit über die notwendige Infrastruktur für den Einsatz von Biomethan. Nur rund 20 Prozent der in Betrieb befindlichen Heizungsanlagen gelten dabei hinsichtlich Zustand und Technologie als aktuell.

Ungefähr 80 Prozent des deutschen Gebäudebestands sind Ein- und Zweifamilienhäuser und somit als Zielgruppe für das Biomethan-BHKW im klassischen Contracting aufgrund der Größenordnung und Besitzerstrukturen im Allgemeinen nicht geeignet. Durch geschickte Konzeption von kleinen Biomethan-BHKWs mit Ausrichtung auf Direktvermarktung mit Flexibilitätsprämie können aber auch solche Standorte erschlossen werden (vgl. Abschnitt 10.3).

Setzt man in einer konservativen Betrachtung weiterhin voraus, dass die verbleibenden ca. 2 Mio. Standorte zu fünf Prozent einen für das betrachtete Konzept geeigneten Leistungsbereich von über  $200 \text{ kW}_{\text{th}}$  aufweisen, so ergibt sich ein Potenzial von ca. 100.000 Standorten mit einer theoretischen Eignung für ein Biomethan-BHKW (Quellen: BDEW 2013; GfK SE 2009).

In der Praxis bestehen vielschichtige Hemmnisse für den Betrieb von BHKW-Anlagen. Nach Schätzungen eignen sich lediglich 20 Prozent der 100.000 Wärmesenken, die mit besonderen Spezifikationen einhergehen, für eine Biomethan-basierte Realisierung. Der potenzielle Jahresenergiebedarf dieser Standorte beträgt in Summe ca. 10 TWh/a (siehe Abbildung 9).



**Abbildung 9: Potenziale für Biomethan-BHKWs >200 kW<sub>th</sub> in einem Contractingmodell (Quellen: BDEW 2013; GfK SE 2009)**

Die Betrachtung verdeutlicht, dass selbst bei konservativen Annahmen schon jetzt wesentlich mehr Biomethan-BHKW-Projekte umgesetzt werden könnten, als Biomethan auf dem deutschen Markt vorhanden ist. Die Potenziale sind also bei weitem noch nicht ausgeschöpft. Die folgenden Ausführungen des Leitfadens verdeutlichen zudem, dass mit den Instrumenten des EEGs 2012 auch die Erschließung von Wärmesenken möglich wird, die die geschilderte Potenzialanalyse noch nicht berücksichtigt.

### 6.1.3 Spezifikationen von Wärmesenken.

Für die vorangehend als geeignet betrachteten Wärmesenken bestehen für den Betrieb von BHKW-Anlagen nach dem EEG weitere spezifische Anforderungen:

- Die vorhandene Infrastruktur zur Versorgung der Liegenschaften aus dem Erdgasnetz muss in ausreichendem Umfang vorhanden sein oder es müssen die technisch wirtschaftlichen Möglichkeiten zur Ertüchtigung oder zur Neuerstellung bestehen. Zu beachten ist dabei, dass sich die erforderliche Feuerungsleistung im Vergleich zu bisherigen Anlagen ohne Kraft-Wärme-Kopplung wesentlich erhöht, und zwar um den Anteil der gleichzeitig erzeugten Strommenge. Die bestehenden elektrischen Einrichtungen und Leitungen im oder zumindest zum Objekt müssen die Rückspeisung der erzeugten Strommenge im entsprechenden Leistungsbereich erlauben und die Netzverträglichkeit der geplanten Einspeisung ist vom örtlichen Stromnetzbetreiber zu bestätigen.
- Für die Auslegung und die Einschätzung der Wirtschaftlichkeit sollte ein wiederkehrendes Wärmeabsatzpotenzial bestehen, anhand dessen eine belastbare Wärmeabsatzprognose als Grundlage der BHKW-Auslegung entwickelt werden kann. Die Nutzungsdauer der handelsüblichen BHKWs und

die vom Gesetzgeber zugestandene Förderdauer nach dem EEG von bis zu 20 Jahren erlauben eine langfristige Betrachtungsweise.

- Die vorhandenen Sekundäreinrichtungen zur Wärmeverteilung müssen für eine zentrale Wärmebereitstellung geeignet sein oder entsprechend ertüchtigt werden.
- Ein EEG-BHKW darf keine Wärme aus vertraglich geschlossener Fernwärmelieferung substituieren, sofern der Fernwärmelieferant der Substitution nicht zustimmt.
- Das Objekt oder die Liegenschaft muss die Anforderungen zur Aufstellung der EEG-Anlagen hinsichtlich der zu erwartenden Emissionen, der baulichen Notwendigkeiten und der optisch gestalterischen Ausprägungen erlauben. Hier ist in der Praxis besonderes Augenmerk auf die Raumhöhen, die Abgasführung, die Zu- und Abluftführung sowie die Belastung durch Schall und Schwingungen zu legen.

#### 6.1.4 Erzielbare Wärmepreise.

Durch die im EEG über 20 Jahre festgeschriebene Vergütung der erzeugten Strommengen und vergleichsweise stabile Biomethaneinstandspreise erlangt der erzielbare Wärmepreis eine zentrale Bedeutung. Der Wärmepreis ist die variable Erlösgröße, über die sämtliche zu erwartende Kostenänderungen abgebildet werden können. Der erzielbare Preis wird von einer Vielzahl von Faktoren bestimmt und ist im Einzelfall zu bewerten.

In erster Linie orientiert sich der erzielbare Wärmepreis für eine Liegenschaft an den möglichen Marktalternativen. Die Marktalternativen hängen dabei im Wesentlichen von der Struktur der Wärmelieferung ab. Maßgebend ist dabei das Verhältnis zwischen der gelieferten Jahreswärmemenge und der höchsten möglichen Wärmeleistung. Ausdruck der Lieferstruktur ist die theoretische Zahl der Jahresvollbenutzungsstunden. Eine Jahresvollbenutzungsstundenzahl jenseits von ca. 7.000 h/a kann als Bandlieferung bezeichnet werden, unterhalb von ca. 3.000 h/a erfolgt eine strukturierte Lieferung.

Für die Bandlieferung und die strukturierte Lieferung muss in der Regel eine alternative Wärmeversorgungsanlage vorgehalten werden, da die Versorgungssicherheit aus einer BHKW-Anlage in der Regel nicht unproblematisch zu betrachten ist. Aufgrund der technischen Komplexität der BHKW-Technik ist mit Betriebsunterbrechungen zu rechnen, vorhersehbar durch Wartung und Instandhaltung, unvorhersehbar durch Störungen und Instandsetzung. In der Folge sind als Preisreferenz lediglich die variablen Preisanteile einer konventionellen Kesselanlage anzusetzen.

Für eine Wärmebandlieferung besteht auf dem Wärmemarkt darüber hinaus eine Vielzahl von Möglichkeiten im Bereich der geförderten, erdgasbetriebenen KWK mit und ohne Stromeigenprivileg sowie der Anwendung von erneuerbaren Energien. Im Ergebnis lassen sich die erzielbaren Wärmepreise für Standorte mit der Möglichkeit zur konventionellen, auf den Dauerbetrieb eines BHKWs ausgelegten Betriebsweise einteilen und beziffern (Stand 2013):

- Standorte mit Möglichkeit zur Nutzung des KWKG/Stromeigenprivilegs:
  - anlegbarer Wärmepreis < ca. 40 €/MWh<sub>th</sub>
  - häufig schwer auskömmlich für Biomethan-BHKWs
- Sonstige Standorte ohne Nutzungsmöglichkeit des KWKG/Stromeigenprivilegs:



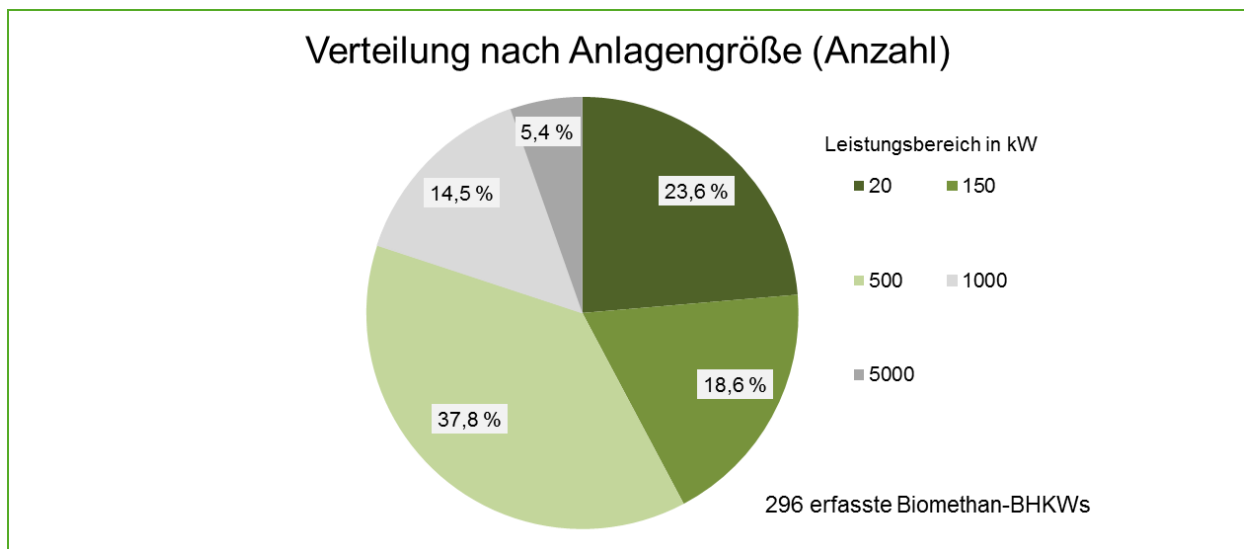
- Ansatz variabler Preisbestandteile (Erdgas)
- anlegbarer Wärmepreis ca. 60 €/MWh<sub>th</sub>
- auskömmlich für Biomethan-BHKWs

Erstmals mit den Regelungen des EEGs 2012 besteht die Möglichkeit zur wirtschaftlichen Auslegung eines Biomethan-BHKWs außerhalb eines Grundlastbetriebs zur bedarfsorientierten Stromerzeugung mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie. Der erzielbare Wärmepreis spiegelt sich an den Wärmevollkosten konventioneller Heizanlagen wieder.

- Standorte, welche die Voraussetzungen der Flexibilitätsprämie erfüllen, z. T. ohne Redundanzanforderungen in Abhängigkeit bestehenden Investitions-/Sanierungsbedarfs:
  - Ansatz der standort- und strukturspezifischen Erdgaspreise sowie Vergleichsinvestitionen
  - anlegbarer Wärmepreis ca. 80 bis 120 €/MWh<sub>th</sub>
  - auskömmlich für Biomethan-BHKWs

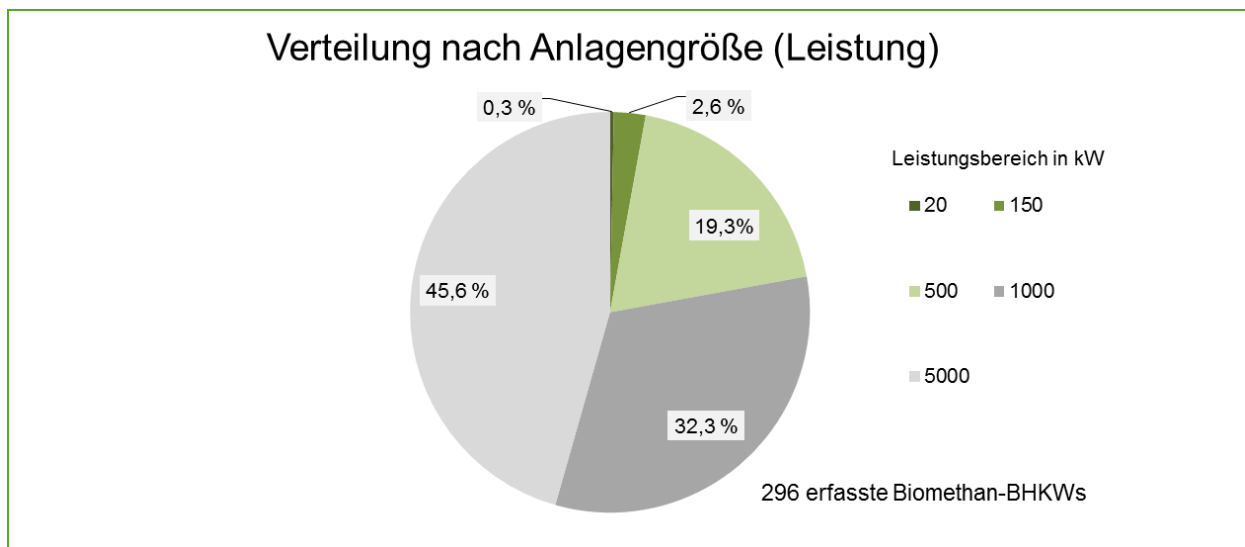
### 6.1.5 Bestand der Biomethan-BHKWs in Deutschland.

Über die Anzahl der in Deutschland betriebenen Biomethan-BHKWs gibt es keine allumfassende Erhebung. Unter den Annahmen, dass 80 Prozent des in 2012 eingespeisten Biomethans in BHKWs zum Einsatz kommen und der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad 37 Prozent beträgt, summiert sich die Leistung aller Biomethan-BHKWs auf 223 MW<sub>el</sub>. Ein Bild über die Verteilung der Anlagengröße gibt eine Auswertung des dena-Biogasregisters von 296 Biomethan-BHKWs (siehe Abbildung 10).



**Abbildung 10: Zahlenmäßige Verteilung der Biomethan-BHKWs nach Anlagengröße (Quellen: dena 2013b; EEG/KWK-G 2013)**

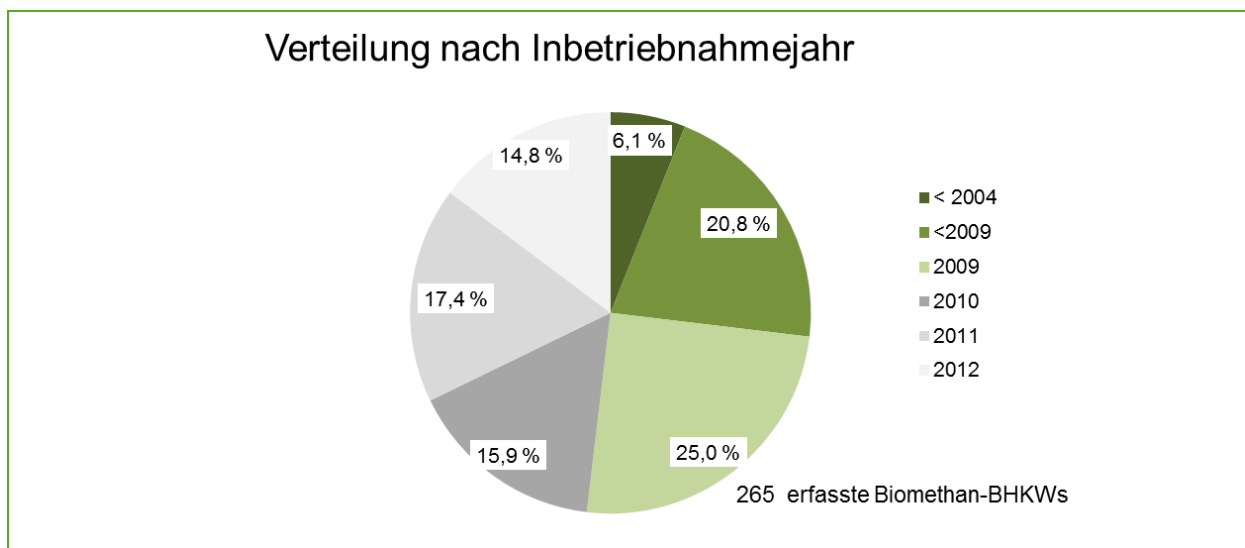
Der Großteil der Anlagen ist im Bereich zwischen 150 und 500 kW<sub>el</sub> angesiedelt. Entgegen der weitläufigen Meinung, dass kleine Biomethan-BHKWs unrentabel sind, überrascht, dass über 40 Prozent der erfassten Biomethan-BHKWs kleiner 150 kW<sub>el</sub> sind.



**Abbildung 11: Leistungsbezogene Verteilung der Biomethan-BHKWs nach Anlagengröße (Quellen: dena 2013b; EEG/KWK-G 2013)**

Die 296 analysierten Biomethan-BHKWs kommen zusammen auf 98 MW<sub>el</sub> installierter Leistung, wovon die Anlagen größer 1 MW<sub>el</sub> trotz geringer Anzahl den größten Anteil stellen (siehe Abbildung 11). Die kleinen und kleinsten BHKWs unter 150 bzw. 20 kW<sub>el</sub> fallen hier kaum ins Gewicht.

Interessant ist auch die Verteilung der BHKWs nach ihrem Inbetriebnahmejahr (siehe Abbildung 12). Die Datengrundlage bilden hier jedoch nur 265 BHKWs.



**Abbildung 12: Verteilung der Biomethan-BHKWs nach Inbetriebnahmejahr (Quellen: dena 2013b; EEG/KWK-G 2013)**

Da für die Ermittlung der Vergütung nach dem EEG das Inbetriebnahmejahr des BHKWs relevant ist, können die Anteile auch zu Gruppen zusammengefasst werden. Es werden nur wenige BHKWs mit Biomethan betrieben, die eine Vergütung nach der „Urversion“ des EEGs 2000 mit den Übergangsbestimmungen der nachfolgenden Versionen (Inbetriebnahme vor 2004) erhalten.

Nach EEG 2004 (Inbetriebnahme 2004 bis Ende 2008) werden immerhin ca. 20 Prozent der Anlagen vergütet. Hier ist durch Umstellung ehemals mit Erdgas gefeuerter BHKWs möglicherweise noch mit einem Anstieg zu rechnen, da die Größe der Biomethanerzeugungsanlage in der Vergütungsberechnung noch nicht herangezogen wird (Gasaufbereitungsbonus/Technologie-Bonus). Für diese BHKWs kann daher Gas aus großen Biomethananlagen bezogen werden, die in der Regel günstigere Bezugsbedingungen darstellen können. Fast 60 Prozent der erfassten BHKWs fallen in die Vergütung des EEGs 2009 (Inbetriebnahme 2009 bis Ende 2011). Lediglich rund 15 Prozent der Anlagen werden nach dem EEG 2012 vergütet.

## 7 Erschließung von Wärmesenken mittels Biomethan-BHKWs.

In diesem Kapitel des Leitfadens werden die grundlegenden Voraussetzungen, Bedingungen und Möglichkeiten zur Erschließung von Wärmesenken mittels Biomethan-BHKWs dargestellt. Neben konzeptionellen Aspekten wird dabei auch auf die technischen Einrichtungen, Investitionen, Potenziale und wichtige Schritte in der Projektumsetzung an entsprechenden Standorten eingegangen.

### 7.1 Akteursstrukturen.

BiomethanBHKWProjekte gehen mit komplexen Anforderungen und Expertenwissen in den Bereichen Energiewirtschaft, Betriebswirtschaft und Technik einher. Die jeweils relevanten Bemessungsgrundlagen unterliegen dabei einer hohen Branchendynamik. Eine ständige Aktualisierung des Wissensstands auf den Gebieten Biomethanmarkt, Stromhandel, Wärmemarkt, Fördermodelle und gesetzliche Vorgaben zu Energieeinsparung sind daher vorteilhaft. Der Aufwand, diese Kompetenzen zu erlangen und immer auf dem aktuellsten Stand zu halten, rechtfertigt nur in seltenen Fällen die Projektierung und den Betrieb eines einzelnen BHKWs. Damit liegt die Übertragung der Kompetenzen und Tätigkeiten an Dienstleistungsunternehmen nahe.

In der Energiedienstleistungsbranche hat sich das Geschäftsfeld Biomethanverstromung in den vergangenen Jahren etabliert. Insbesondere Unternehmen im Bereich Energieversorgung mit Zugang zu den Energiehandelsplattformen besitzen die entsprechende Leistungsfähigkeit, um Endkunden sicher und weitgehend risikofrei in die Lage zu versetzen, eine Wertschöpfung aus der Anwendung von Biomethan im Wärmemarkt zu erzielen. Neben der Inanspruchnahme entsprechender Dienstleistungen kann dabei auch auf etablierte Contractingmodelle zurückgegriffen werden, die mit der Übernahme von Investitions- und Betriebsrisiken durch den Anbieter einhergehen.

### 7.2 Betriebskonzepte.

Für die möglichen Betriebskonzepte eines BHKWs an einem Standort (mit gegebener Wärmesenke) ist das Anlagenkonzept von erheblicher Bedeutung. Aufgrund dessen muss im Vorfeld der Umsetzung Klarheit über das angestrebte Betriebskonzept vorhanden sein, um das daran angepasste Anlagenkonzept zu erarbeiten. Ziel ist es, die Auslegung so vorzunehmen, dass die größtmögliche Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. Darüber hinaus sollte das Anlagenkonzept auf energiewirtschaftliche Änderungen ausreichend reagieren können (Holzhammer 2012a+b).

Im Wesentlichen lassen sich drei verschiedene Betriebskonzepte anführen:

- rein wärmegeführte Betriebsweise
- wärmegeführte Betriebsweise unter Berücksichtigung des Strompreises
- wärme- und gleichzeitig stromgeführte Betriebsweise

Die prinzipiellen Zusammenhänge werden im Folgenden einzeln vorgestellt.

### 7.2.1 Rein wärmegeführte Betriebsweise.

Üblicherweise wird die Leistung eines wärmegeführten BHKWs so ausgelegt, dass dieses unter Nennlast in den Wintermonaten nur einen Teil der maximal benötigten Wärmeleistung deckt (ca. 20 - 25 Prozent). Die restliche benötigte Wärmeleistung wird von einem Spitzenlastkessel bereitgestellt. Mit dieser klassischen Auslegung wird normalerweise eine Deckung von ca. 50 – 75 Prozent des Jahreswärmebedarfs erreicht (stark abhängig vom Wärmebedarfsprofil).

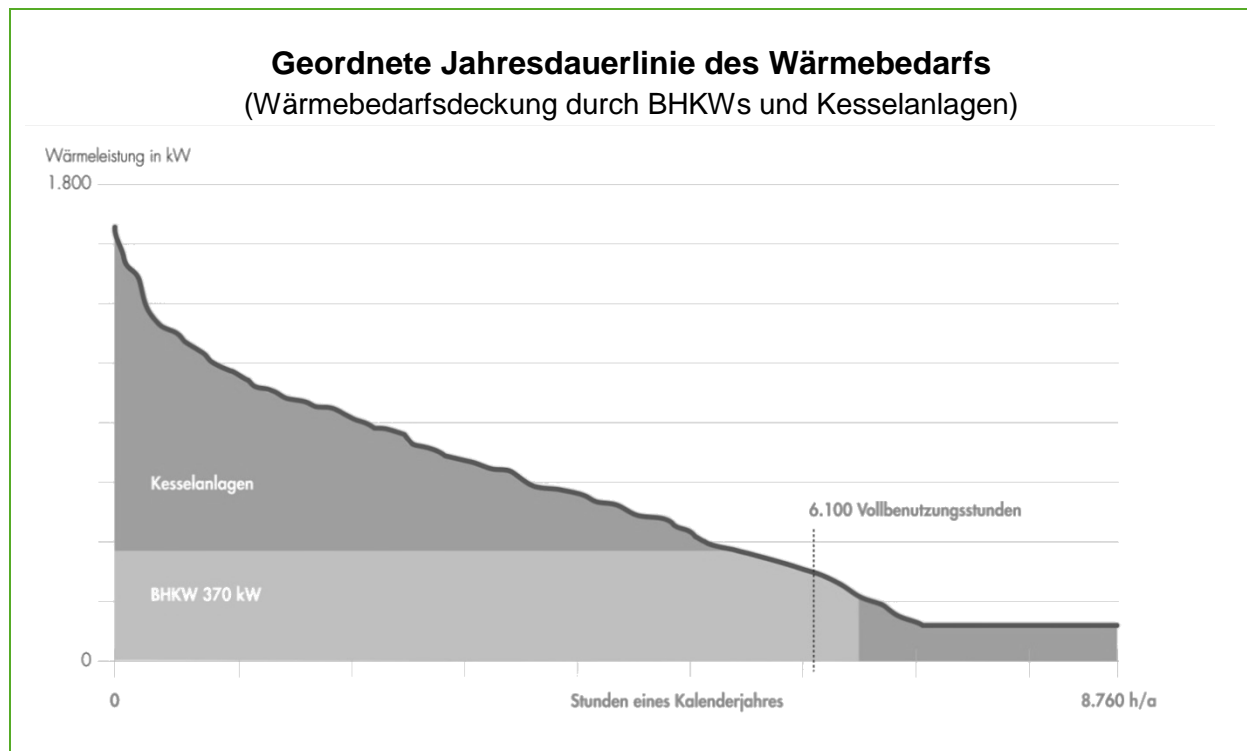


Abbildung 13: Wärmebedarfsdeckung durch BHKWs und Kesselanlagen (Quelle: ASUE 2012)

Abbildung 13 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie einer beispielhaften Wärmesenke und deren Deckung durch ein BHKW in der geschilderten klassischen Auslegung. Anhand der Jahresdauerlinie lässt sich erkennen, an wie vielen Stunden im Jahr eine gewisse Wärmeleistung benötigt wird, um den Wärmebedarf zu decken. Die Fläche unter dem Graphen stellt somit den gesamten Wärmebedarf einer Wärmesenke dar. Der hellgraue Teil wird durch ein BHKW gedeckt.

Ein Teil der Kurve weist einen Wärmebedarf unterhalb der thermischen Leistung des BHKWs auf. Hier kann in Abhängigkeit der eingesetzten BHKW-Technik im Teillastbetrieb Wärme bereitgestellt werden. Dies ist jedoch nur innerhalb wirtschaftlich vertretbarer Grenzen möglich, da das BHKW im Teillastbetrieb außerhalb des optimalen Betriebspunkts arbeitet und somit der Wirkungsgrad bei gleichzeitig steigenden Wartungskosten sinkt. Alternativ kann mittels eines Pufferspeichers die Wärmeabnahme vergleichmäßigt werden, um eine höhere Anzahl an Volllaststunden zu erreichen und die Anzahl der Startvorgänge zu reduzieren.

Ein Mindestmaß an Wärmebedarf über einen relevanten Zeitraum ist jedoch erforderlich, um übermäßig häufige An- und Abfahrvorgänge oder längere Teillastphasen zu vermeiden. Die Auslegung sollte in der rein wärmegeführten Betriebsweise zu einem Optimum im Verhältnis zwischen gedecktem Wärmebedarf und den Vollbenutzungsstunden des BHKWs führen.

Während der Wintermonate wird das BHKW in Volllast rund um die Uhr betrieben. Der produzierte Strom wird somit kontinuierlich ins Netz eingespeist. In den Übergangszeiten zwischen Winter und Sommer treten jedoch Situationen auf, in denen der Wärmebedarf zu bestimmten Zeiten des Tages geringer ist als die durch das BHKW bereitgestellte Wärmeleistung. Während dieser Zeit kann sich der tägliche Wärmebedarfsverlauf vom Strompreisverlauf an der Strombörse (EPEX-Spotmarkt) unterscheiden. Es können somit Situationen mit hohem Wärmebedarf auftreten, während jedoch eine geringe Nachfrage an Strom besteht. Das BHKW geht in diesen Situationen aufgrund der rein wärmegeführten Betriebsweise in Betrieb. Im Ergebnis muss dann der produzierte Strom, sofern dieser direkt vermarktet wird, am Spotmarkt zu den aktuell aufgerufenen Preisen verkauft werden. Die Situation kann auch umgekehrt auftreten, sodass zu Zeiten mit hohen Strompreisen kein Wärmebedarf besteht und das BHKW nicht in Betrieb geht, obwohl ein entsprechender Strombedarf vorhanden wäre. Die Folge können niedrigere Erlöse im Vergleich zu dem durchschnittlichen Börsenpreis sein, der zur Ermittlung der Marktprämie herangezogen wird (vgl. 5.5).

Abbildung 14 zeigt die entsprechenden Schwankungen und Unterschiede zwischen dem Strombedarf, ausgedrückt durch die Preisentwicklung an der Strombörse, und dem Wärmebedarf eines Krankenhauses über den Beispielzeitraum vom 1. bis 3. April 2012. Der schwarze Pfeil markiert einen der geschilderten Zeitpunkte, an dem ein signifikanter Wärmebedarf vorliegt (rote Linie), während gleichzeitig der Strompreis ein Minimum aufweist (blaue Linie). Ohne die Möglichkeit, auf Wärme aus einem ausreichend dimensionierten Wärmespeicher zurückzugreifen, muss das BHKW in einer streng wärmegeführten Betriebsweise zum markierten Zeitpunkt in Betrieb gehen, obwohl der Strombedarf gering und damit die Strompreise ungünstig sind.

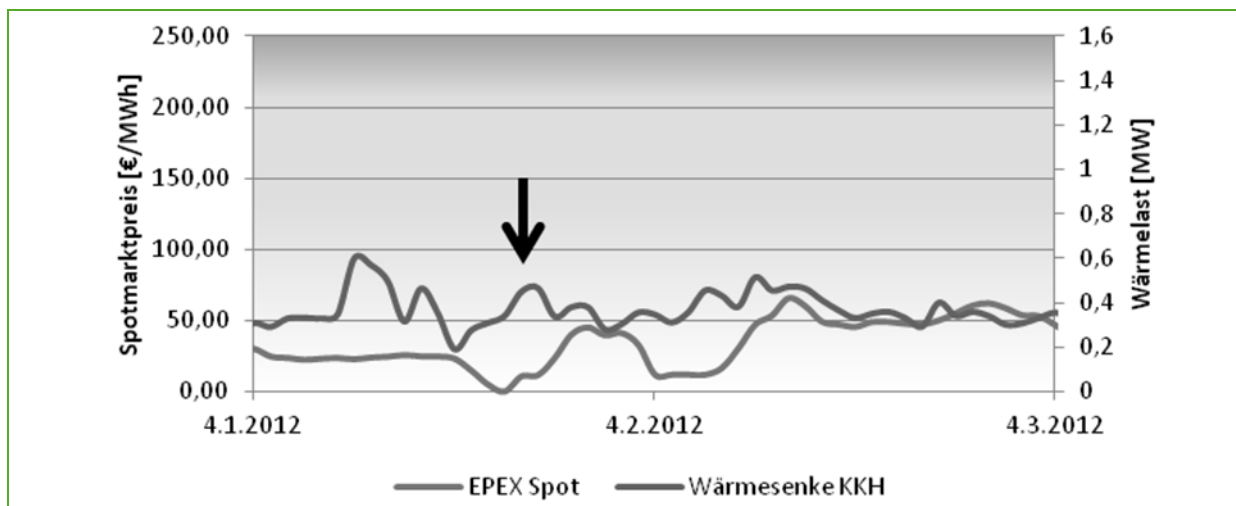


Abbildung 14: Zeitlicher Verlauf der Strompreise an der EPEX Spot SE und Verlauf des Wärmebedarfs für ein Krankenhaus (1. bis 3 April 2012)

Aufgrund der beschriebenen Zusammenhänge wird bei rein wärmegeführt betriebenen Biomethan-BHKWs in der Regel auf die EEG-Festpreisvergütung zurückgegriffen (vgl. 5.3). Die Festpreisvergütung sieht eine Vergütung des Stroms unabhängig vom Zeitpunkt der Stromproduktion vor. Dem Risiko, geringere Erlöse am Strommarkt durch die auf den Wärmebedarf fokussierte Betriebsweise zu erzielen, kann dadurch entgegengewirkt werden. Gleichzeitig entfallen damit allerdings auch die Chancen auf Zusatzerlöse beim Stromverkauf. Darüber hinaus kann eine Beteiligung am Regelleistungsmarkt nicht umgesetzt und es können keine Zusatzerlöse durch die Bereitstellung dieser Systemdienstleistung erzielt werden (vgl. 5.5).

### 7.2.2 Wärmegeführte Betriebsweise unter Berücksichtigung des Strompreises.

Die nachfolgend dargestellte Betriebsweise (abgekürzt „Direkt o. Flex“) zeichnet sich durch einen vergleichbaren wärmegeführten Betrieb wie schon unter Abschnitt 7.2.1 beschrieben aus, allerdings unter Berücksichtigung des Strompreises und der damit verbundenen Chancen und Risiken. Der Betrieb des BHKWs ist in den Wintermonaten ebenfalls rein wärmegeführt. Dies führt in diesen Zeiten zu einer Volllastung des BHKWs.

Sinkt allerdings die tägliche Auslastung des BHKWs, was insbesondere in den Übergangsmonaten der Fall ist, kann durch die Integration eines Wärmespeichers eine Verlagerung der Stromerzeugung aus Zeiten niedriger Strompreise in Hochpreiszeiten erfolgen. Gleichzeitig wird die erzeugte Wärmemenge gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt aus dem Speicher entnommen und genutzt. So kann gleichzeitig die Stromproduktion gezielt in Zeiten mit geringen Preisen reduziert werden und die Wärmesenke während der Standzeiten des BHKWs durch den beladenen Wärmespeicher bedient werden.

Diese durch einen Wärmespeicher ermöglichte Entkopplung der Wärmeerzeugung von der Wärmenutzung erlaubt zudem häufig die Installation eines größer dimensionierten BHKWs. Die Zeiträume, in denen die gesamte BHKW-Leistung zur Stromproduktion bei gleichzeitig hohen Preisen genutzt werden kann, werden somit ausgedehnt und flexibler gestaltet. Da es aber nach wie vor Zeiträume gibt, in denen das BHKW auf Grund des Wärmebedarfs durchgehend betrieben werden muss, handelt es sich noch um keine vollflexible Fahrweise. Das BHKW kann nicht wie im nachfolgenden Fall vollständig stromgeführt betrieben werden.

Der Wärmespeicher kann zu Spitzenzeiten zusätzlich zum BHKW-Betrieb und in Zeiten geringen Wärmebedarfs (während derer das BHKW wegen zu geringer Wärmelast gar nicht betrieben werden könnte) anstelle des Kessels Wärme bereitstellen. Der Gesamtwärmedeckungsgrad durch die KWK-Anlage ist im Vergleich zur klassischen BHKW-Auslegung höher. Daher weist dieses Betriebskonzept trotz höherer installierter Leistung eine mit dem rein wärmegeführten Betrieb vergleichbar hohe Vollbenutzungsstundenzahl auf.

Um eine wärmegeführte Betriebsweise unter Berücksichtigung des Strompreises in den Übergangs- und Sommermonaten zu realisieren, müssen entsprechend der BHKW-Leistung ausreichend Wärmespeicherkapazitäten bereitgestellt werden, die in der Regel mit Zusatzinvestitionen verbunden sind.

Bei einem Biomethan-BHKW erfolgt die Vergütung des erzeugten Stroms in diesem Betriebskonzept im Rahmen der Direktvermarktung (vgl. 5.5) unter Inanspruchnahme der Marktprämie und der Erlöse

auf dem Strommarkt. Auf diese Weise können durch geschickte Vermarktung in der Übergangszeit zusätzliche Erlöse generiert werden, die die Investitionen in die Wärmespeicherkapazitäten refinanzieren. Dadurch können auch geringere Wärmepreise angeboten werden.

### **7.2.3 Wärme- und stromgeführte Betriebsweise.**

Die gleichberechtigte und gleichzeitige wärme- und stromgeführte Betriebsweise (abgekürzt „direkt mit Flex“) stellt im Unterschied zu den bisher angeführten Betriebskonzepten nicht nur die Wärme, sondern auch den Strom ganzjährig bedarfsorientiert zur Verfügung. Damit auch in den Wintermonaten der Strom, unter der Prämisse identischer täglicher Wärmeerzeugung, bedarfsgerecht bereitgestellt werden kann, bedarf es hier zwingend zusätzlicher Erzeugungskapazitäten, also eine höhere BHKW-Leistung, sowie eine deutlich größere Wärmespeicherkapazität. Hierdurch kann auch in den Wintermonaten – anstatt Strom und Wärme im Tagesverlauf permanent bereitzustellen – eine Verlagerung der Erzeugung erfolgen. Dadurch wird es möglich, auch in den Wintermonaten auf Strompreise zu achten und die Erlöse zu steigern.

Die Stromvergütung eines Biomethan-BHKWs in dieser Betriebsweise erfolgt ebenfalls über eine Direktvermarktung des Stroms, also durch die Einnahmen am Strommarkt (Strombörse) und durch die Inanspruchnahme der Marktprämie. Darüber hinaus kann für die zusätzlichen Erzeugungskapazitäten die Flexibilitätsprämie bezogen werden.

Im Ergebnis können durch die ganzjährige strom- und wärmegeführte Betriebsweise und die geschickte Direktvermarktung des erzeugten Stroms höhere Erlöse für den Strom erzielt werden. Durch diese Mehrerlöse gepaart mit der Flexibilitätsprämie kann der gestiegene Investitionsbedarf in den größeren Speicher und die BHKW-Überkapazität gedeckt werden. Größere BHKW-Module weisen zudem in der Regel höhere Wirkungsgrade auf, sodass sich aufgrund der besseren Energieausbeute die Wirtschaftlichkeit nochmals verbessern lässt.

## **7.3 Investitionen.**

Die Projektierung von Biomethan-BHKW-Anlagen ist verknüpft mit der Wärmeversorgungskonzeption der Liegenschaft (Wärmesenke). In der Regel orientiert sich der Betrachtungszeitraum an der technischen Nutzungsdauer von Wärmeversorgungsanlagen und liegt im Mittel bei ca. 15 Jahren. Die mit dem EEG über einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren festgeschriebene Einspeisevergütung geht damit einher. Die Investition in ein Biomethan-BHKW ist eine langfristige Investition. Die erzielbare Amortisationsdauer ist entsprechend zu bewerten.

Neben den Kosten für die eigentliche BHKW-Anlage sind die weiteren Anforderungen zur Herstellung einer funktionsfähigen Gesamtanlage in Abhängigkeit der vorgefundenen Gegebenheiten zu bewerten. Die der Einbausituation und den weiteren besonderen Anforderungen geschuldeten zusätzlichen Maßnahmen sind wesentlich und liegen durchaus im Bereich der Modulkosten. Die für einen Standort notwendigen Investitionen lassen sich daher in einer Matrix in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung des BHKWs und der allgemeinen Anforderungen zum Einbau (gering/mittel/hoch) darstellen.



Tabelle 5: Investitionskostenmatrix für BHKW-Projekte

Nennleistung elektrisch [kW]	Investitionskosten betriebsfertig [€] Aufwand		
	niedrig	mittel	hoch
35	65.000	90.000	130.000
50	80.000	110.000	160.000
100	90.000	130.000	180.000
150	130.000	180.000	260.000
200	160.000	230.000	320.000
250	180.000	250.000	360.000
300	230.000	320.000	450.000
400	290.000	400.000	570.000
600	330.000	460.000	650.000
800	370.000	510.000	730.000
1200	390.000	550.000	780.000
1560	500.000	700.000	1.000.000
2000	550.000	780.000	1.200.000

#### 7.4 Technische Anlagen – BHKWs.

Das Herzstück eines BHKWs ist neben dem Generator das Antriebsaggregat, das die Energie des Brennstoffs in mechanische und thermische Energie umwandelt. Hier stehen grundsätzlich verschiedene Arten von Aggregaten, wie Brennstoffzellen, Stirling-Motoren, Gasturbinen und Verbrennungsmotoren zur Verfügung. In der dezentralen KWK sind Verbrennungsmotoren die am weitesten verbreitete Variante und stellen damit auch die Grundlage der in diesem Leitfaden untersuchten Modellfälle dar.

Verbrennungsmotoren können im Stationärbetrieb zur Strom- und Wärmeerzeugung als ausgereift und Stand der Technik betrachtet werden. Im Falle von Erdgas oder Biomethan als Brennstoff stehen sie in einem breiten elektrischen Leistungsbereich von ca. 1 kW bis zu ca. 10 MW zur Verfügung. In modularer Bauweise mit mehreren Motoren sind so sogar Kraftwerke denkbar. Je nach Leistungsgröße handelt es sich dabei sowohl um Otto- als auch Dieselmotoren, welche meist als Zündstrahl-Dieselmotoren ausgeführt werden, da eine Selbstzündung von Erdgas/Biomethan in Dieselaggregaten anderweitig schwierig zu realisieren ist. Zur Leistungs- und Effizienzsteigerung werden zudem häufig Turbolader installiert.

Stationäre Verbrennungsmotoren werden weitestgehend mit konstanter Last und auf den Generator abgestimmter Drehzahl betrieben. Im Gegensatz zu ihrem Pendant im Straßenverkehr können sie besser auf einen bestimmten Betriebspunkt ausgelegt werden und weisen daher deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade auf.

Im Bereich kleiner Leistungen unter 50 kW liegen diese bei 25 – 35 Prozent. Im mittleren Leistungsbe-  
reich um 500 kW existieren bereits Module mit Wirkungsgraden oberhalb 40 Prozent, welche in den  
höheren Leistungsbereichen bis auf ca. 50 Prozent ansteigen können.

Werden die BHKW-Anlagen größer ausgelegt, z. B. um in flexibler Fahrweise bedarfsorientiert Strom  
zu erzeugen, wird durch die höheren Wirkungsgrade größerer Module gleichzeitig eine bessere Aus-  
nutzung des Brennstoffs erreicht. Dies wirkt sich positiv auf die betriebswirtschaftliche Betrachtung  
aus.

#### **Herstellerangaben.**

Im Einzelnen ist immer auf die Angaben der Hersteller zurückzugreifen. Da die Wirkungsgradan-  
gaben auf den Datenblättern jedoch häufig unter „Laborbedingungen“ ermittelt werden und Mo-  
toren zwangsweise altern, wird jedoch empfohlen, für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen konkre-  
ter Projekte von geringfügig reduzierten Wirkungsgraden als Mittelwert über die Laufzeit auszu-  
gehen.

Durch die hohe Anzahl an Start-Stopp-Vorgängen und ständige Lastwechsel erreichen Verbren-  
nungsmotoren in Pkws und Lkws nur 3.000 – 4.000 Betriebsstunden über ihre gesamte Lebensdauer,  
während Motoren im Stationärbetrieb auf 30.000 bis teilweise sogar 100.000 Betriebsstunden kom-  
men, bevor eine Generalüberholung notwendig wird (ASUE 2012). In den nachfolgenden Betrachtun-  
gen wird von einer mittleren Betriebszeit von 55.000 Stunden ausgegangen.

#### **Besonderheiten für BHKWs im flexiblen Anlagenbetrieb.**

Für die Direktvermarktung des produzierten Stroms insbesondere bei einem flexiblen Anlagenbetrieb  
nimmt die Einbindung von Informations- und Kommunikationstechnologie an Bedeutung zu. Um  
gesichert Strom zu vorgegebenen Zeiten zu produzieren und auch Systemdienstleistungen anbieten  
zu können, ist es erforderlich, dass sowohl der Anlagenbetreiber als auch der Stromhändler einen  
schnellen und präzisen Überblick über den aktuellen Anlagenstatus erhalten. Zwischen Anlagenbe-  
treiber und Stromhändler muss daher ein bidirektionaler Datenaustausch erfolgen. Einerseits benö-  
tigt der Anlagenbetreiber vom Stromhändler genaue Informationen darüber, zu welchen Zeiten (zu  
erwartende Hochpreisphasen) Strom geliefert werden soll. Andererseits muss der Stromhändler wis-  
sen, ob die Anlage in der Lage ist, den vorgesehenen Fahrplan auf Basis der Parameter (z.B. Wartungs-  
zyklen, evtl. Störungen, Wärmebedarf und Füllstand des Wärmespeichers) einzuhalten. Aktuell sind  
regelmäßige Kommunikationsanbindungen mit dem BHKW-Hersteller oder dem Wartungsunter-  
nehmen etabliert, die über Fernwartung auf die Anlage zugreifen können, um Störungen zu beseiti-  
gen oder die Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten zu optimieren. Auf diese Erfahrungen kann  
zurückgegriffen und ggf. darauf aufgebaut werden.

BHKWs in der bedarfsorientierten Stromerzeugung sollten außerdem in gewissem Umfang auf die  
höhere Anzahl von Start- und Stoppvorgängen vorbereitet werden, um den zusätzlichen Wartungs-

aufwand für dieses flexible Betriebsverhalten zu begrenzen. Grundsätzlich gilt es, mit dem BHKW-Hersteller zu klären, ob und in welcher Höhe mit Zusatzkosten durch den bedarfsorientierten Betrieb zu rechnen ist. Erfahrungen zeigen, dass die Zusatzkosten im Betrieb durch technische Modifikationen auf niedrigem Niveau gehalten werden können.

Folgende technische Maßnahmen begrenzen den zusätzlichen Verschleiß, der durch eine bedarfsorientierte Betriebsweise im Vergleich zur klassischen rein wärmegeführten Betriebsweise entstehen könnte:

- Vorwärmung bzw. Warmhaltung des Kühlwasser- und Motorölkreislaufs
- Integration von elektrisch betriebener Heizpatrone
- Wärmeversorgung über Wärmespeicher/Wärmenetz
- Öldruckaufbau vor dem Motorstart über ergänzende elektrisch betriebene Öldruckpumpe
- Intelligente Integration von Kondensatfallen und Kondensatführung (Reduzierung von Motorölalterung und Wasserschlagrisiko)

Neben eventuell nötigen Zusatzinvestitionen für die aufgeführten technischen Maßnahmen ist zu beachten, dass gerade die Vorwärmung und der Öldruckaufbau zu einem Anstieg des Eigenstromverbrauchs in den Stillstandszeiten führen, was in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen berücksichtigt werden sollte.

## 7.5 Wärmespeicher.

Unabhängig vom Konzept der bedarfsgerechten Stromerzeugung werden Wärmespeicher in der KWK schon seit Langem eingesetzt und sind immer dann von Bedeutung, wenn die Erzeugung und der Verbrauch von Wärme nicht gleichzeitig erfolgen können oder wenn zeitweise eine Unterdeckung bei der Wärmeerzeugung besteht, die dann im Zusammenspiel von Wärmeerzeuger und Wärmespeicher gedeckt werden kann.

In der technischen Praxis sind für den Wärmespeicher drei Parameter relevant:

- Die **Speichertemperatur** bestimmt, in welchem Temperaturbereich die Wärme aufgenommen und wieder abgegeben werden kann. Bei der klassischen KWK zu Heizzwecken wird in der Regel eine Speichertemperatur von 65°C - 80°C zugrunde gelegt.
- Die **Wärmeübertragungsleistung** bestimmt, welche Wärmemenge der Speicher innerhalb einer bestimmten Zeit aufnehmen und wieder abgeben kann.
- Die **Wärmespeicherkapazität** ist maßgeblich für die absolute Wärmemenge, die der Speicher aufnehmen bzw. wieder abgeben kann.

Zur Wärmespeicherung wurden bereits viele unterschiedliche Technologien und Materialien untersucht. Einige von diesen Technologien haben vorteilhafte technische Eigenschaften wie z. B. eine extrem hohe Wärmespeicherkapazität bei einem gleichzeitig sehr kleinen Speichervolumen. Andere Speichertechnologien sind in dieser Hinsicht zwar weniger leistungsfähig, aber dafür kostengünstiger oder technisch einfacher handhabbar.

Um den geeigneten Speichertyp zu identifizieren, müssen jeweils projektspezifische Anforderungen berücksichtigt werden. Für KWK-Anlagen werden zurzeit weit überwiegend Wasserspeicher eingesetzt, da diese in der Regel die kostengünstigste Option darstellen. Die weiteren verfügbaren Technologien sollten dennoch nicht außer Acht gelassen werden, da mit diesen ggf. zukünftig Anwendungsfälle erschlossen werden können, für die der Wasserspeicher nicht geeignet ist. Dies gilt insbesondere für Standorte mit eingeschränkten Platzverhältnissen.

Im Folgenden werden grundsätzlich geeignete Wärmespeicher und deren physikalische und chemische Eigenschaften beschrieben. Grundsätzlich wird bei Wärmespeichern zwischen zwei unterschiedlichen Arten unterschieden:

- **Sensible Wärmespeicher:** Hierbei ändert sich die Temperatur des Speichermaterials je nach der Menge der gespeicherten Energie
- **Latentwärmespeicher:** Hierbei ändert sich der Aggregatzustand des Speichermaterials bei Wärmezufuhr und Wärmeabfuhr bei annähernd konstanten Temperaturen (Hasnain 1998).

### 7.5.1 Sensible Wärmespeicher.

Die Speicherung der Wärme in sensiblen Wärmespeichern erfolgt durch eine fühlbare Erhöhung der Temperatur des Speichermediums. Geeignete Materialien müssen daher eine hohe spezifische Wärmekapazität, Langzeitstabilität, eine gute Kompatibilität mit dem Material des Speicherbehälters und möglichst niedrigen Kosten aufweisen.

### 7.5.2 Flüssige Speichermedien.

Aufgrund geringer Kosten und der guten Verfügbarkeit sind sie in der Regel wettbewerbsfähiger als andere Speichermedien. Beispiele sind Wasser, ölbasierte Flüssigkeiten und Salzschnmelzen.

**Wasserspeicher:** Wasser ist häufig das am besten geeignete Speichermedium, da es eine hohe spezifische Wärmekapazität hat, billig und gut verfügbar ist. Aufgrund seines hohen Dampfdrucks sind bei höheren Temperaturen druckbeständige und gut isolierte Speicherbehälter notwendig. Im Bereich von 25 °C bis 90 °C ist es das am besten geeignete Medium, welches neben der Speicherung auch zum Wärmetransport genutzt werden kann.

Geeignete Materialien für Wasserspeichertanks sind Beton, glasfaserverstärkte Kunststoffe, Aluminium und Stahl. Die Isolierung erfolgt in der Regel mit Glaswolle, Mineralwolle und Polyurethan. Die Kapazitäten und Volumina haben eine große Spannweite.

**Fluidspeicher:** Fluidspeicher nutzen Thermoöle, aber auch Flüssigsalze zur Wärmespeicherung. Auch sie können häufig bereits bei niedrigen Temperaturen zwischen 50 °C bis 95 °C wirtschaftlich eingesetzt werden, finden aufgrund des gegenüber Wasser niedrigerem Dampfdrucks in der Regel aber eher Einsatz bei Temperaturen > 100 °C für die industrielle Prozesswärmespeicherung.

### 7.5.3 Feste Speichermedien.

Feste Materialien eignen sich sowohl für niedrige als auch für hohe Temperaturen. Sie gefrieren bzw. sieden nicht und vermeiden daher Probleme durch hohe Drücke. Ebenso gibt es bei diesen Speichern keine Probleme mit auslaufenden Speichermedien. Als Beispiel sind hier Metalle, Steine, Sand und Beton zu nennen.

**Wärmespeicherung in Feststoffspeichern:** Kiesbetten und Steinhäufen sind Packungen mit losem Gestein, durch die ein Fluid (z. B. Luft oder Wasser) geführt wird: Diese Systeme haben niedrige Kosten und sind sehr flexibel. Insbesondere der gegenüber flüssigen Speichermedien nicht vorhandene Dampfdruck prädestiniert diese Speicher für die Speicherung von hohen Temperaturen bis weit über 100°C.

**Lagerung in der Bausubstanz:** Ein Sonderfall für Wärmespeicherung in Feststoffen ist die Speicherung in der Bausubstanz. Solche Systeme können mit Luft oder Wasser als Wärmetauschermedium betrieben werden, am häufigsten verwendete Speichermedien sind keramische Ziegel oder Zement.

### 7.5.4 Latentwärmespeicher.

Latentwärmespeicher zeichnen sich durch eine hohe Energiespeicherdichte und die Wärmespeicherung bei konstanter Temperatur aus. Hierbei erfolgen abhängig vom Speichermedium Phasenumwandlungen von „fest zu flüssig“, „flüssig zu gasförmig“ oder „fest zu gasförmig“ (Sharma & Sagara 2005). Es können insbesondere durch den Übergang von „flüssig zu gasförmig“ hohe Energiemengen gespeichert werden. Technisch finden solche Systeme jedoch aufgrund der großen Volumenveränderung keine Anwendung.

Bei der Wärmespeicherung werden in der Regel Phasenwechsel von fest zu flüssig ausgenutzt. Diese Materialien sind in der Lage, große Wärmemengen mit deutlich geringerer Volumenänderung zu speichern, als dieses zum Beispiel bei Phasenwechsel von flüssig zu gasförmig der Fall ist. Für den bei der KWK relevanten Temperaturbereich bis zu ca. 100°C können folgende Speichermedien eingesetzt werden:

**Paraffine:** Sie sind gut geeignet, da sie über eine hohe Schmelzwärme (Schmelzenthalpie) und einen niedrigen Dampfdruck in der Schmelze verfügen. Darüber hinaus sind sie chemisch inert, weisen eine hohe Stabilität auf und sind preiswert (siehe Tabelle 6). Nachteile von Paraffinen sind jedoch ihre geringe Wärmeleitfähigkeit, die in der Regel eine aufwendige Wärmetauschertechnologie notwendig macht und die relativ große Volumenänderung beim Phasenwechsel (bis zu 10 Prozent Volumenzunahme beim Phasenwechsel von fest nach flüssig).

**Salzhydrate:** Sie stellen ebenfalls ein günstiges Speichermedium dar, haben jedoch Nachteile aufgrund ihrer Korrosivität.

Tabelle 6: Materialien zur Latentwärmespeicherung<sup>15</sup>

Temperaturbereich (°C)	Material	Übergangstemperatur (°C)	Schmelzenthalpie (kJ/kg)
0-100	Paraffin	20-60	140-280
	Salzhydrate	30-50	170-270

### 7.5.5 Aufstellungsbedingungen für Wärmespeicher.

Trotz vielversprechender neuer Entwicklungen stellen Wasserspeicher im Temperaturbereich von 25°C - 90°C den Stand der Technik dar. Diese Speichertechnik ist daher im Normalfall auch der Maßstab für die Bemessung des erforderlichen Platzbedarfs.

Bei kleinen und mittleren Speichergrößen kommen zumeist vorkonfektionierte Speichertanks zum Einsatz, die ggf. modular aufgebaut werden können. Hierbei können sowohl runde als auch rechteckige Geometrien eingesetzt werden. Die nachfolgenden Tabellen zeigen Speicherabmessungen für verschiedene, erforderliche Volumina, die später auch für die Modellfälle des Leitfadens herangezogen werden. Hierbei wurden typische Dimensionierungen bzw. Rastermaße für runde und rechteckige Speicherbehälter zugrunde gelegt. Aufgrund der hohen Flexibilität bei Warmwasserspeichern können auch deutlich abweichende Formen realisiert werden.

Tabelle 7: Abmessungen runder Speicher für die Modellfälle auf Basis typischer Geometrien

Wärmesenke	Varianten	Speicherbedarf [m <sup>3</sup> ]	Durchmesser [m] (Einzelspeicher h = 8 m)	Flächenbedarf [m <sup>2</sup> ]
Krankenhaus	Direkt o. Flex	146	4,8	18,3
	Direkt m. Flex	249	6,3	31,1
Bürogebäude	Direkt o. Flex	175	5,3	21,9
	Direkt m. Flex	222	5,9	27,8
Wärmenetz	Direkt o. Flex	490	8,8	61,3
	Direkt m. Flex	921	12,1	115,1

---

<sup>15</sup> Hasnain 1998

Tabelle 8: Abmessungen rechteckiger Speicher für die Modellfälle auf Basis typischer Rastermaße

Wärmesenke	Varianten	Speicher-Bedarf [m <sup>3</sup> ]	Länge [m]	Tiefe [m]	max. Höhe [m]*	Flächenbedarf [m <sup>2</sup> ]
Krankenhaus	Direkt o. Flex	146	6,1	4,9	5,2	29,9
	Direkt m. Flex	249	12,2	4,9	5,2	59,8
Bürogebäude	Direkt o. Flex	175	6,1	7,4	5,2	45,1
	Direkt m. Flex	222	6,1	7,4	5,2	45,1
Wärmenetz	Direkt o. Flex	490	12,2	7,4	7,8	90,3
	Direkt m. Flex	921	12,2	7,4	10,4	90,3

Die Speicher sind in diesem Konzept aus Modulen aufgebaut, wobei ggf. nicht der gesamte Speicherblock die maximale Höhe hat.

In den folgenden Abbildungen sind typische Speicherlösungen für große Wärmespeicher dargestellt.



Abbildung 15: Modular aufgebauter Rechteckspeicher (Quelle: FSAVE GmbH)



Abbildung 16: Liegender Speicherbehälter mit 300 m<sup>3</sup> Speichervolumen (Quelle: Planungsbüro Goumans)

Aus den Abbildungen wird auch ersichtlich, dass größere Wärmespeicherkapazitäten nur in Außen- aufstellung realisiert werden können. Mit Wärmespeichern in Innenraumaufstellung lassen sich in der Regel nur Speicherkapazitäten von bis zu ca. 20 m<sup>3</sup> Bauvolumen realisieren. Sind größere Speicherkapazitäten bei gleichzeitig geringem Bauvolumen erforderlich, müssen Latentwärmespeicher eingesetzt werden.

## 7.6 Standorterschließung.

Um BHKW-Anlagen zu betreiben, müssen sie in das Energieinfrastruktursystem integriert werden. Zum einen gilt es, das BHKW verlässlich mit dem Brennstoff zu versorgen (Biomethan über das Erdgasnetz). Zum anderen müssen die produzierten Energiemengen in das Wärmenetz und in das Stromnetz eingespeist werden. Außerdem muss die Abführung der Rauchgase aus der motorischen Verbrennung sichergestellt werden.

### 7.6.1 Gasanschluss.

Die Kosten für den Gasanschluss lassen sich untergliedern in Anschlusskosten z. B. gemäß § 9 NDAV und Inbetriebsetzungskosten sowie Baukostenzuschüsse gemäß § 11 NDAV. Darüber hinaus fallen Kosten für die Gasdruckregelstrecke (GDRS) an, die individuell den Gasdruck zwischen Gasnetz und den für das BHKW erforderlichen Vordruck regelt. Zu beachten ist dabei generell, dass die Gasanschlusskosten stark abhängig von der Anschlussleistung (Gasbezugsleistung) sind. Dies spielt insbesondere bei der Flexibilisierung der Stromproduktion mit größeren BHKW-Leistungen eine Rolle.



## 7.6.2 Stromanschluss.

Analog zum Gasanschluss, der sich an der Gasentnahmeleistung orientiert, richten sich die Stromanschlusskosten an der maximalen elektrischen Einspeiseleistung. Ferner ist zu beachten, dass die anfallenden Kosten davon abhängen, ob eine Einspeisung aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ins Niederspannungsnetz (mehrphasig) möglich ist oder auf Mittelspannungsebene (Zusatzkosten Trafostation) erfolgen muss. Eine mehrphasige Einspeisung auf Niederspannungsebene erfolgt in der Regel, wenn die elektrische Leistung des BHKWs im Zusammenspiel mit der Entfernung zum Einspeisepunkt verlustarm realisiert werden kann.

Der in kleinen BHKWs erzeugte Strom kann meistens direkt in das Niederspannungsnetz eingespeist werden. Bei mittleren Leistungen erfolgt die Übertragung in der Niederspannungssammelschiene der nächsten Trafostation (ASUE 2012). Aufgrund von hohen Verlusten bei der Übertragung von Strom ins Niederspannungsnetz wird in der Regel schon ab einer BHKW-Größe von 250 kW<sub>el</sub> in das Mittelspannungsnetz eingespeist. Dies wurde entsprechend in den weiteren Berechnungen und Annahmen berücksichtigt.

## 7.6.3 Bauliche Maßnahmen.

Im Zusammenhang mit der Installation können ggf. bauliche Maßnahmen erforderlich sein:

### Fundamente.

Es ist zu prüfen, ob die durch BHKWs, Pufferspeicher und Peripherie bedingten ständigen und dynamischen Belastungen und die sich daraus ergebenden statischen Anforderungen am Aufstellort erfüllt werden können. Insbesondere gilt es darauf zu achten, dass keine Übertragung der Motorvibrationen an das Gebäude erfolgen kann. Dies sollte durch einen Statiker geprüft werden. Können die statischen Anforderungen nicht eingehalten werden, müssen entweder bauliche Modifikationen vorgenommen bzw. eine externe Aufstellung des BHKWs realisiert werden.

### Schallschutzmaßnahmen.

Durch die Integration einer KWK-Anlage in ein Heizungssystem werden gegebenenfalls zusätzliche Schallschutzmaßnahmen erforderlich, um gesetzliche Schallwerte einzuhalten und den Lärmschutz zu gewährleisten. Befindet sich der Aufstellungsort innerhalb eines Gebäudes, richten sich die Schallschutzmaßnahmen insbesondere nach DIN 4109/A1<sup>16</sup>. Für Wohn- und Schlafräume sind Grenzwerte von maximal 30 dB(A) einzuhalten. Handelt es sich um Unterrichts- und Arbeitsräume, ist der Grenzwert von 35 dB(A) einzuhalten. Kann der Aufstellungsort des BHKWs nur außerhalb eines Gebäudes realisiert werden, richten sich die Grenzwerte insbesondere nach der TA Lärm (siehe folgende Tabelle).

---

<sup>16</sup> DIN 4109/A1: Änderung A1; Schallschutz im Hochbau, Tabelle 4

Tabelle 9: Immissionsrichtwerte nach TA Lärm

Immissionsort	Immissionsrichtwert	
	Tags 6-22 Uhr	Nachts 22-6 Uhr
Industriegebiet	70 dB(A)	50 dB(A)
Gewerbegebiet	65 dB(A)	70 dB(A)
Mischgebiet	60 dB(A)	45 dB(A)
Allgemeines Wohngebiet	55 dB(A)	40 dB(A)
Reines Wohngebiet	50 dB(A)	35 dB(A)
Kurgebiet, Krankenhäuser	45 dB(A)	35 dB(A)

#### Zu- und Abluftsystem.

Für den Betrieb des BHKWs ist eine ausreichende Belüftung zur Versorgung des Motors mit Verbrennungsluft sowie der Abführung der Abwärme sicherzustellen. Eine bedarfsorientierte Stromproduktion, die mit größeren Erzeugungskapazitäten und höheren Luftwechselraten einhergeht, kann somit zusätzliche Maßnahmen für die Zu- und Abluftsysteme erforderlich machen.

#### Abgassystem.

Das Abgassystem muss grundsätzlich die zuverlässige Ableitung der BHKW-Abgase ins Freie sicherstellen. Diese können ausgeführt werden als

- Überdrucksystem,
- Unterdrucksystem oder als
- Mehrfachbelegung im Unterdruck.

In diesem Zusammenhang muss eine Unterschreitung des maximal zulässigen Abgasgedrucks gewährleistet sein. Bei der Abgasführung sind Brandschutzaspekte und die Verwendung von ausreichend temperatur- und korrosionsbeständig (feuchteunempfindlich) Materialien zu berücksichtigen. Die Abgasleitungen müssen darüber hinaus druck- und gasdicht, schallentkoppelt sowie wärmeisoliert verlegt werden. Ebenso müssen sich diese als widerstandsfähig gegen saures Kondensat erweisen sowie in ein kontinuierliches Kondensatableitungskonzept integriert werden.

#### Kondensatableitung.

Die Ableitung des Kondensats in das Abwassernetz muss den örtlichen Einleitungsbedingungen und abwassertechnischen Vorschriften genügen und ist unbehandelt über 200 kW Feuerungswärmeleistung nicht mehr möglich. Die Sauberkeit des Abwassers ist durch § 7a des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) geregelt und muss eingehalten werden. Hinweise und Empfehlungen für die Einleitung von Kondenswasser in die öffentlichen Entwässerungsanlagen geben das Arbeitsblatt A115 (Hinweise für das Einleiten von Abwasser in die öffentliche Abwasseranlage) und das Merkblatt 251 (Einleiten von Kondensaten aus gas- und ölbetriebenen Feuerungsanlagen in öffentliche Abwasseranlagen und

Kleinkläranlagen) der Abwassertechnischen Vereinigung e. V. Das Kondensat kann einer Aufbereitung zugeführt werden, was in der Regel kostengünstiger ist als das Sammeln und Entsorgung durch einen Fachbetrieb. So kann ggf. eine Neutralisationsanlage die Einleitung des Kondensats in das Abwassersystem wieder ermöglichen.

## 7.7 Messkonzept Strom und Gas.

Jedes BHKW weist einen Eigenstrombedarf auf. Der Strombezug erfolgt auf der Niederspannungsebene. Dieser Strombezug muss erfasst und abgerechnet werden. Zum einen kann dies durch eine Messung oder rechnerisch durch ein kaufmännisches, bilanzielles Verfahren ermittelt werden. Das für den Standort geeignete Messkonzept muss mit dem Netzbetreiber, aber auch in Unterstützung mit einem Fachplaner konzipiert werden. In diesem Zusammenhang gilt es außerdem darauf zu achten, dass die Verluste, die über den Transformator entstehen, korrekt berücksichtigt werden. Diese müssen entweder der eingespeisten Strommenge im Mittelspannungsnetz abgezogen oder dem Strombezug auf der Niederspannungsebene hinzugerechnet werden.

Beim Biomethanbezug - insbesondere wenn das Heizungskonzept auch auf Erdgaskessel im Spitzenlastbereich setzt - gilt es darauf zu achten, inwieweit ein kaufmännisch bilanzielles Verfahren anwendbar ist. Das Messkonzept sollte so konzipiert sein, dass die für die maximale Bezugsleistung relevante Gleichzeitigkeit berücksichtigt wird. In der Regel findet keine gleichzeitige Versorgung von Erdgaskessel und Biomethan-BHKW im Maximalleistungsbereich statt. Die maximale Leistung des Erdgaskessels wird nur dann abgerufen, wenn das BHKW stillsteht (z. B. Wartung, Defekt), aber eigentlich nie gleichzeitig. Die Berechnung der maximalen Bezugsleistung Gas (Erdgas + Biomethan) sollte dies berücksichtigen. Häufig werden in der Praxis jedoch zwei abrechnungsrelevante Zähler für den Kessel sowie das BHKW installiert. Dadurch entstehen besonders durch die Leistungspreiskomponente signifikante Mehrkosten. Das Messkonzept ist daher unbedingt mit dem Netzbetreiber auf mögliche Optionen zu prüfen.

## 7.8 Platzbedarf und Aufstellraum für BHKWs.

Um eine biomethanbetriebene KWK-Anlage hydraulisch in ein Wärmeversorgungskonzept zu integrieren, ist es erforderlich, dass der Aufstellraum und der Zugangsbereich ausreichend dimensioniert sind. Neben den primären Aufstellmaßen der BHKWs in Abhängigkeit der Leistungsklasse sind weitere Aspekte zum Platzbedarf relevant. Besondere Aufmerksamkeit ist bei der Aufstellung im Gebäude erforderlich. Neben einer detaillierten Prüfung der vorhandenen Einbringöffnungen auch für die geteilte Einbringung der Anlage ist eine Überprüfung des geplanten Transportwegs und des Aufstellortes hinsichtlich der Statik und der Tragfähigkeit erforderlich. Die vom Hersteller angegebenen Maße für die Zugänglichkeit der Anlage für Revisionen, Wartung und Instandhaltung sind zu berücksichtigen. Auf eine ausreichende Raumhöhe ist zudem zu achten.

In technischer Hinsicht ist insbesondere die Lage zu möglichen Abgaswegen zu bewerten. Darüber hinaus sind Einrichtungen für eine geführte Ab- und Zuluft notwendig, um die Abstrahl(wärme)-verluste aus der BHKW-Kabine abzuführen. Die erforderlichen Kanalquerschnitte sowie die in der Regel erforderlichen Schalldämpfer besitzen relevante Abmessungen.

Mit zunehmender Anlagengröße, insbesondere bei einer wärme- und stromgeführten Betriebsweise (vgl. 7.2.3), erschwert sich die Integration der Anlage in den Heizungstechnikraum (siehe Tabelle 10). In diesem Fall sind externe Containerlösungen eine sinnvolle Alternative. Die damit verbundenen Zusatzinvestitionen (Container, Fundamente, ggf. aufwendige hydraulische Anbindung wie z. B. längere Wärmeleitungen) können durch Kosteneinsparungen an anderer Stelle ausgeglichen werden. Die Container können größtenteils durch den Hersteller vorgefertigt werden, wodurch kürzere Realisierungszeiträume und Einsparungen bei den Installationskosten möglich sind. Neben einer einfachen Aufstellung des Containersystems inkl. BHKW kann eine gute Zugänglichkeit (Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten, Belieferung mit Bauteilen, Schmierstoffen etc.) sichergestellt werden. Dies bietet Vorteile für den Anlagenbetrieb.

**Tabelle 10: Platzbedarf nach BHKW-Größe (Größenangaben in Anlehnung der Angaben der BHKW-Hersteller Kuntschar u. Schlüter GmbH, Wolfhagen-Ippinghausen und 2G Energietechnik GmbH, Heek)**

Nennleistung Elektrisch [kW]	Platzbedarf Innenaufstellung [L/B/H m]	Gewicht [kg]	Platzbedarf Außenaufstellung [L/B/H m]
35	4,50 x 2,50 x 2,50	2.000	6,00 x 2,50 x 2,90
50	4,50 x 2,50 x 2,50	2.200	6,00 x 2,50 x 2,90
100	5,00 x 2,50 x 2,50	2.500	6,00 x 2,50 x 2,90
150	6,00 x 3,00 x 2,80	3.600	6,00 x 3,00 x 3,00
200	6,50 x 3,00 x 3,00	3.600	6,00 x 3,00 x 3,00
250	7,00 x 3,50 x 3,00	5.200	8,00 x 3,20 x 3,00
300	7,20 x 3,8 x 3,20	6.000	8,00 x 3,20 x 3,00
400	7,20 x 3,8 x 3,20	6.000	9,00 x 3,20 x 3,00
600	7,50 x 3,80 x 3,50	6500	12,00 x 3,20 x 3,00
800	7,50 x 3,80 x 3,50	7200	12,00 x 3,20 x 3,00
1200	7,50 x 3,80 x 3,50	10000	12,00 x 3,20 x 3,00
1560	8,50 x 3,80 x 3,50	14000	12,00 x 3,20 x 3,00
2000	10,00 x 3,80 x 3,50	18000	12,00 x 3,20 x 3,00

## 7.9 Einbindung.

In der Regel erfolgt die Einbindung einer KWK-Anlage in ein bestehendes Wärmeverteilnetz. Entscheidend für den Betrieb der BHKW-Anlage ist dabei die dem BHKW zugeführte Rücklauftemperatur aus dem Wärmeverteilsystem des Objekts. In Abhängigkeit der meist gleitend geregelten Vorlauf-temperatur ist das Sekundärsystem so abzugleichen und einzuregulieren, dass eine Auskühlung mit einer entsprechenden Temperaturspreizung sichergestellt ist. Ungeregelte Heizkreise oder Bypass-

Schaltungen, z. B. im Bereich der Trinkwarmwasserbereitung oder in Heizregistern von Lufterhitzern führen zu gegenüber dem Auslegungszustand erhöhten Rücklauftemperaturen des Heizverteil-systems und gefährden den Betrieb des BHKWs.

Weiterhin ist das Anlaufverhalten vorhandener Spitzenlastkessel nicht unproblematisch und kann zu Beeinträchtigungen der Rücklauftemperaturen in den jeweiligen Taktzeiten führen. In jedem Fall ist eine Analyse des sekundären Heizungssystems vor oder mit der Inbetriebnahme des BHKWs empfehlenswert. Der technische und personelle Aufwand für erforderliche Anpassungsarbeiten kann erheblich werden. Die Einbindung der notwendigen Arbeiten in ein Contractingmodell ist nicht immer möglich, da die dingliche Sicherung der Anlagen in diesem Fall nicht stets gewährleistet werden kann.

Auch die Einbindung von Wärmespeichern entlastet nicht von entsprechenden Maßnahmen im Sekundärsystem. Für den Speicherbe- und -entladebetrieb sind zudem entsprechende Speichereinbauten und Regelorgane zum Speichermanagement erforderlich, ohne die die gewünschte Betriebsweise des BHKWs nicht realisierbar ist. Die Einbindung einer entsprechenden MSR-Technik in Bestandsanlagen birgt weitere Risiken für den Betrieb der späteren Gesamtanlage unter den Aspekten der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit.

Neben der heizseitigen Einbindung ist die elektrische Einbindung ein weiterer relevanter Themenkomplex. In Abstimmung mit dem zuständigen Stromnetzbetreiber ist ein entsprechender netzverträglicher Einspeisepunkt abzustimmen.

Die Beurteilung von Schall und Schwingungen stellt einen wichtigen Aspekt dar, die in der Praxis entscheidend für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb werden kann. Eine gutachterliche Bewertung der Betriebsbedingungen ist empfehlenswert. Bei der Prognose sollten neben dem erwarteten Gesamtschallpegel auch die niederen Frequenzen im Bereich von 80 Hz besondere Beachtung finden, da diese in der Regel als besonders störend empfunden werden. Eine sorgfältige Entkopplung aller mit dem BHKW in Verbindung stehenden Bauteile zur Vermeidung von Körperschallübertragungen ist in jedem Fall notwendig. Weitere Anforderungen im Zuge der Einbindung können die Bereitstellung von Fluchtwegen und die Einbindung in für das Objekt vorhandene Brandschutzkonzepte sein.

## 7.10 Genehmigung.

Die Errichtung und Änderung von Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien berührt regelmäßig den Regelungsbereich verschiedener Rechtsgebiete. Die Genehmigungsfähigkeit bestimmt sich zunächst nach dem BImSchG<sup>17</sup> bzw. dem Baurecht<sup>18</sup>. Je nach Anlagenart können zudem spezielle Fachmaterien zu beachten sein, welche meistens Umweltschutz- oder Sicherheitsaspekte betreffen, wie etwa das Wasserrecht, das Forstrecht, das Naturschutzrecht oder das Straßen- und Luftverkehrsrecht.

---

<sup>17</sup> Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17.05.2013, BGBl. I S. 1274, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 02.07.2013, BGBl. I S. 1943.

<sup>18</sup> d. h. nach dem Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 23.09.2004, BGBl. I S. 2414, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 11.06.2013, BGBl. I S. 1548 (nachfolgend: BauGB) sowie den Landesbauordnungen.

### **Genehmigung nach dem BImSchG.**

Eine Genehmigung nach BImSchG besitzt **Konzentrationswirkung** (§ 13 BImSchG). Das bedeutet, dass diese Genehmigung andere die Anlage betreffende behördliche Entscheidungen einschließt, insbesondere z.B. öffentlich-rechtliche Genehmigungen, Zulassungen, Verleihungen, Erlaubnisse und Bewilligungen mit Ausnahme von Planfeststellungen.

Gemäß § 4 BImSchG bedarf es einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung insbesondere, wenn eine Anlage in besonderem Maße geeignet ist, **schädliche Umwelteinwirkungen** hervorzurufen. Dies sind Immissionen, die geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft herbeizuführen (vgl. § 3 Abs. 1 BImSchG). Welche Erzeugungsanlagen immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig sind, hängt nach Maßgabe des Anhangs der 4. BImSchV<sup>19</sup> von der Art des vorgesehenen Brennstoffs und der installierten Feuerungswärmeleistung ab.

Das Gesetz sieht verschiedene Arten von Genehmigungsverfahren vor. Ist die genehmigungsbedürftige Anlage in Spalte 1 der Anlage zur 4. BImSchV aufgeführt oder setzt sie sich aus Anlagen zusammen, die in Spalte 1 und Spalte 2 des Anhangs zur 4. BImSchV genannt sind, ist das **förmliche Verfahren** zwingend durchzuführen (§ 10 BImSchV i.V.m. der 9. BImSchV<sup>20</sup>). Für genehmigungsbedürftige Anlagen, die in Spalte 2 der Anlage zur 4. BImSchV aufgeführt sind, gilt das **vereinfachte Verfahren** (§ 19 BImSchG). Wenn die immissionsschutzrechtliche Prüfung zu dem Ergebnis kommt, dass ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren zulässig ist, kann der Vorhabenträger von sich aus die Durchführung eines förmlichen Genehmigungsverfahrens beantragen (§ 19 Abs. 3 BImSchG). Anlagen, die nicht in der 4. BImSchV aufgeführt sind, unterfallen damit nicht der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung; sie sind dann ggf. nach Baurecht genehmigungspflichtig. Jedoch sind auch dann die Vorgaben der §§ 22 ff. BImSchG zu beachten. Maßgeblich für das bei Anwendbarkeit des BImSchG einschlägige Genehmigungsverfahren ist die Feuerungswärmeleistung oder die Art und Menge der zur Vergärung eingesetzten Stoffe. Ein förmliches immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren muss, unabhängig von der Art der Verbrennungstechnik bei Großanlagen mit mindestens 50 MW Feuerungswärmeleistung, andernfalls ab einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW stattfinden.

Das förmliche Verfahren zeichnet sich durch eine umfangreiche Öffentlichkeitsbeteiligung aus. Das sogenannte vereinfachte Verfahren stellt hingegen geringere Anforderungen an die einzureichenden Unterlagen sowie an die Öffentlichkeitsbeteiligung für alle in Spalte 2 des Anhangs der 4. BImSchV aufgezählten Anlagen. Allerdings kann auch bei diesen Anlagen, für die die Genehmigung im vereinfachten Verfahren gem. § 19 BImSchG erteilt wird, eine **Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)** notwendig werden (§ 2 Abs. 1 Nr. 1c der 4. BImSchV). Dies löst ein förmliches Genehmigungsverfahren aus. Insofern bedarf es stets der Prüfung der einschlägigen UVP-Regelungen. Hierbei ist zwischen der vollständigen und der allgemeinen bzw. standortbezogenen UVP zu differenzieren.

---

<sup>19</sup> Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen vom 02.05.2013, BGBl. I S. 973 (im Folgenden: 4. BImSchV).

<sup>20</sup> Verordnung über das Genehmigungsverfahren in der Fassung der Bekanntmachung vom 29.05.1992, BGBl. I S. 1001, zuletzt geändert durch Artikel 3 der Verordnung vom 02.05.2013, BGBl. I S. 973 (im Folgenden: 9. BImSchV.)

Die originären immissionsschutzrechtlichen Anforderungen finden sich in § 5 BImSchG (sogenannte Grundpflichten). Danach ist die Anlage so zu betreiben, dass schädliche Umwelteinwirkungen nicht hervorgerufen werden können. Außerdem muss gegen solche Auswirkungen einer Anlage Vorsorge nach dem Stand der Technik getroffen werden. Konkretisiert werden diese allgemeinen Anforderungen durch ein differenziertes untergesetzliches Regelwerk, wie z.B. die Verordnung über Großfeuerungsanlagen (13. BImSchV)<sup>21</sup>, die Verordnung über Anlagen zur biologischen Behandlung von Abfällen (20. BImSchV)<sup>22</sup>, die Technischen Anleitungen zur Reinhaltung der Luft und zum Schutz gegen Lärm (TA Luft<sup>23</sup> und TA Lärm<sup>24</sup>) sowie die Geruchsimmisionsrichtlinie.

### **Baugenehmigung.**

Unterfällt die Anlage nicht der Genehmigungspflicht nach dem BImSchG, ist ggf. eine Baugenehmigung erforderlich. Sofern eine Errichtung im sogenannten Außenbereich vorgesehen ist, stellt sich die Frage, ob die Anlage als ein sog. privilegiertes Vorhaben im Sinne des §35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB eingeordnet werden kann. Dafür muss die Anlage in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einem ebenfalls privilegierten landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen Gartenbau- oder Tierhaltungsbetrieb stehen. Die Biomasse muss zudem überwiegend aus dem jeweiligen Betrieb oder aus nahegelegenen Betrieben stammen, je Hofstelle oder Betriebsstandort darf nur eine Anlage betrieben werden und die installierte Leistung darf strom- und gaserzeugungsseitig 0,5 MW nicht überschreiten. Dieser Grenzwert kann sich insbesondere bei einer nachträglichen Optimierung des Wirkungsgrads als problematisch erweisen.

## **7.11 Zeiträume.**

Die Projektentwicklung von Biomethan-BHKWs ist aufgrund der Größenordnung, der Komplexität und der mit dem Betrieb einhergehenden langfristigen wirtschaftlichen und technischen Entscheidungen planerisch anspruchsvoll. Entsprechend zeitaufwendig ist die Realisierungsphase. Nach gelungenem Vermarktungsansatz und der positiven Bewertung der qualitativen Projektmerkmale gilt es, die Wärmesenke bzw. den Endkunden hinsichtlich der standortspezifischen Besonderheiten zu analysieren.

Ziel ist es, unter Ansatz der Einstandspreise einen resultierenden Wärmepreis und die über die geplante Projektlaufzeit gültige Preisänderung zu ermitteln, um die Wirtschaftlichkeit gegenüber Marktalternativen bewerten zu können. Nach der Entscheidung des Endkunden zum Projekt gelten die üblichen Fristen für die Realisierung. Je nach Größenordnung ist mit den in Abbildung 17 darge-

<sup>21</sup> Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen) vom 02.05.2013, BGBl. I S. 1021 (im Folgenden: 13. BImSchV).

<sup>22</sup> Zwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Begrenzung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen beim Umfüllen oder Lagern von Ottokraftstoffen, Kraftstoffgemischen oder Rohbenzin) vom 27.05.1998, BGBl. I S. 1174, zuletzt geändert durch Verordnung vom 02.05.2013 (BGBl. I S. 1021), (im Folgenden: 20. BImSchV).

<sup>23</sup> Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft vom 24.07.2002, GMBL. S. 511 (im Folgenden: TA-Luft).

<sup>24</sup> Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26.08.1998, GMBL. S. 503 (im Folgenden: TA Lärm)

stellten maximalen Fristen zu rechnen, wobei zum Teil die Möglichkeit zur parallelen Bearbeitung der Themen besteht.

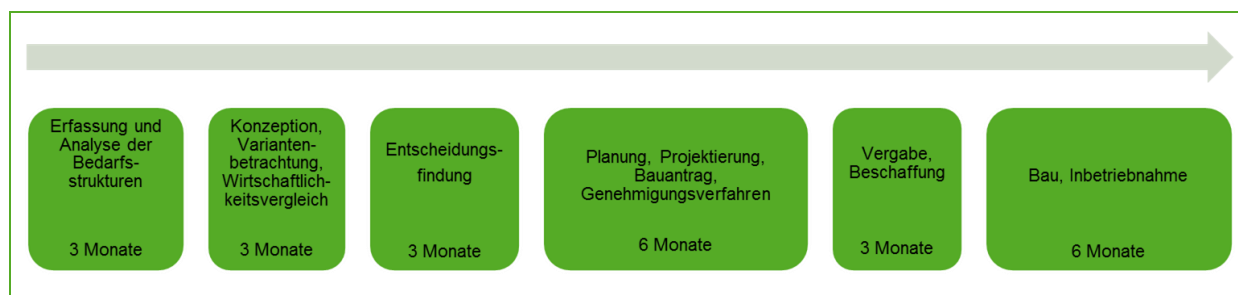


Abbildung 17: Zeiträume zur Realisierung von BHKW-Projekten

## 7.12 BHKW-Anmeldung nach dem EEG.

Das EEG sieht vor, dass Anlagenbetreiber die Eintragung ihrer Anlage in ein allgemeines **Anlagenregister** beantragen müssen. Anderenfalls können sie für den erzeugten Strom nicht die gesetzliche Einspeisevergütung („feste“ Vergütung oder Marktprämie) in Anspruch nehmen, sondern erhalten lediglich den regelmäßig darunter liegenden Marktwert (§ 17 Abs. 2 Nr. 2 EEG). Ein solches Anlagenregister, dessen Einrichtung, Ausgestaltung und Betrieb das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) regeln kann, ist bislang jedoch nicht eingerichtet. Deshalb besteht eine Verpflichtung zur Eintragung von EEG-Anlagen in ein solches Anlagenregister gegenwärtig noch nicht.

Auch gegenüber dem Stromnetzbetreiber, an dessen Netz die EEG-Anlage anzuschließen ist, besteht keine formale Anmeldepflicht. Allerdings liegt es im Interesse des Betreibers einer EEG-Anlage, den Netzbetreiber bereits frühzeitig in die Planungen einzubinden und für die geplante Anlage – mit Erreichen einer gewissen Planungsreife – ein **Netzanschlussbegehren** zu stellen. Hierzu sieht das EEG ein weitgehend formalisiertes und in zwei Stufen ausgestaltetes Netzanschlussverfahren vor, welches in § 5 Abs. 5 und 6 EEG geregelt wird. Das dem eigentlichen Netzanschluss vorgelagerte Verfahren dient u. a. dem Informationsaustausch zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber, die sich jeweils die für Ihre Planungen erforderlichen Informationen zur Verfügung stellen müssen.

In einer ersten Stufe hat der Anlagenplaner – im Gesetz als Einspeisewilliger bezeichnet – an den in Betracht kommenden Stromnetzbetreiber eine Netzanschlussanfrage zu richten. Nach Eingang dieses Netzanschlussbegehrens hat der Netzbetreiber unverzüglich einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens an den Einspeisewilligen zu übermitteln. Dabei hat er gleichzeitig alle Informationen vom Einspeisewilligen zu erfragen, die er ggf. noch für die Ermittlung des gesetzlichen Verknüpfungspunkts oder für seine Netzausbauplanungen benötigt. Weiterhin hat der Netzbetreiber mitzuteilen, in welchen Arbeitsschritten er das Netzanschlussbegehren bearbeiten wird (§ 5 Abs. 5 EEG).

Sobald dem Netzbetreiber alle erforderlichen Informationen vorliegen, ist er in einer zweiten Stufe verpflichtet, unverzüglich, spätestens aber innerhalb von acht Wochen, weitere Verpflichtungen zu erfüllen (vgl. § 5 Abs. 6 EEG): Er ist zur Übermittlung eines Zeitplans für die Herstellung des Netzanschlusses, zur Mitteilung von Informationen zur Prüfung des Netzverknüpfungspunktes sowie auf



Antrag der für eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten und zur Übermittlung eines Kostenvoranschlags für die Kosten verpflichtet, die durch die technische Herstellung des Netzanschlusses entstehen.

Die Reihenfolge der soeben dargestellten Pflichten ergibt sich daraus, dass die Verpflichtungen in der zweiten Stufe (§ 5 Abs. 6 EEG) erst nach „Eingang der erforderlichen Informationen“ bestehen. Das Netzanschlussverfahren kann in der Regel beschleunigt werden, wenn im Netzanschlussbegehren schon sämtliche Informationen angegeben werden, welche der Netzbetreiber zur Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes bzw. eines etwaigen Netzausbaus benötigt und die zudem – wie z. B. etwaige Genehmigungsbescheide, Bauvoranfragen, weitere Planungsunterlagen – ein konkretes Planungsinteresse zeigen. Denn dann dürfte der Netzbetreiber seine Pflichten in der zweiten Stufe wohl sogleich unverzüglich, spätestens aber innerhalb von acht Wochen zu erfüllen haben. Teilweise veröffentlichen Netzbetreiber auf ihren Internetseiten eine Liste der Informationen und Unterlagen, die sie für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens benötigen, weshalb eine Recherche und ggf. auch Kontaktaufnahme mit dem Netzbetreiber in der Regel sinnvoll ist.

### 7.13 Finanzierung.

Zur Finanzierung eines BHKWs sowie ggf. erforderlicher weiterer technischer Infrastruktur kann es erforderlich sein, ein **Darlehen** aufzunehmen. Der Kreditgeber, in der Regel ein Kreditinstitut oder eine Bank, stellt dem Darlehensnehmer den erforderlichen Betrag für einen bestimmten Zeitraum gegen Zinsen zur Verfügung. Der Darlehensnehmer zahlt das Darlehen in Raten zurück. In der Regel werden von dem Kreditgeber Sicherheiten verlangt (z. B. eine Sicherungsübereignung, die Bestellung einer Grundschuld oder die Bürgschaft eines Dritten).

Alternativ kann der Anleger einen **Bausparvertrag** mit einer Bausparkasse abschließen. Dabei wird die vertraglich vereinbarte Bausparsumme zu einem vertraglich festgelegten Prozentsatz bis zu einem bestimmten Zeitpunkt angespart. Der auf die Bausparsumme ausstehende Betrag wird bei Zuteilung des Bausparvertrags als Bauspardarlehen gewährt.

Steht nicht ausreichend Kapital zur Verfügung, kann das BHKW auch über einen **Finanzierungsleasingvertrag** finanziert werden. Dabei kauft der Leasinggeber das BHKW von einem Lieferanten und überlässt es dem Leasingnehmer gegen Zahlung des vereinbarten Leasingentgelts zur Nutzung. Der Leasingnehmer ist zur Instandhaltung verpflichtet und kann sich wegen Mängeln des BHKWs direkt an den Lieferanten wenden. Üblicherweise wird eine Kaufoption nach Ablauf der Vertragslaufzeit vereinbart.

### 7.14 Versicherungen.

Versicherungen dienen dem Risikomanagement und dem Ausgleich der wirtschaftlichen Folgen eines möglichen Schadens. Auf dem Markt werden verschiedene Versicherungsverträge als Paketlösungen oder in Einzelverträgen angeboten, auch solche, die speziell auf Biogas- bzw. Biomethan-BHKWs zugeschnitten sind.

Bei der Errichtung von BHKWs können Bauträger, Generalübernehmer oder bauausführende Unternehmen etwa **Montageversicherungen, Baugewährleistungsversicherungen oder Bauleistungs-**

**versicherungen** abschließen. Diese decken Schadensereignisse ab, die direkt oder indirekt mit dem Bauvorhaben in Zusammenhang stehen.

Versicherungen können sowohl für die Absicherung der Anlage selbst als auch für Gefahren, die von der Anlage ausgehen, abgeschlossen werden. **Anlagenbezogene Versicherungen** sind z. B. die Sachversicherungen gegen Feuer-, Sturm- und Leitungswasserschaden, die auf die maschinellen- und elektrotechnischen Einrichtungen beschränkte Maschinenversicherung und die (Maschinen)-Betriebsunterbrechungsversicherung. Daneben werden **Betriebshaftpflichtversicherungen** für Personen- und/oder Sachschäden angeboten. Umweltrisiken werden durch **Umwelthaftpflichtversicherungen** sowie Umweltschaden- und Bodenkaskoversicherungen abgedeckt.

## 8 Weiterführende Förderungs- und Optimierungsmöglichkeiten.

Das folgende Kapitel soll in Ergänzung zu den bisher dargestellten Rahmenbedingungen Möglichkeiten aufzeigen, wie im Einzelfall die Wirtschaftlichkeit von Biomethan-BHKW-Projekten verbessert werden kann.

### 8.1 Optimierung von Netzentgelten und Umlagen.

#### 8.1.1 Netzentgelte.

Die Belieferung eines BHKWs mit Biomethan kann unterschiedlich erfolgen. Ausspeisestellen, die pro Jahr weniger als 1,5 Mio. kWh Gas beziehen, wird meistens ein **Standardlastprofil (SLP)** zugeordnet, das den jeweiligen Lastgang prognostiziert. Dabei wird zwischen analytischem und synthetischem Verfahren unterschieden.

Bei über 1,5 Mio. kWh pro Jahr wendet man dagegen eine **registrierende Leistungsmessung (RLM)** an, da die Mengen und damit auch eventuelle Abweichung von einem standardisierten Lastprofil zu groß werden. RLM-Entnahmestellen sind mit einem Modem ausgestattet und übertragen kontinuierlich die Zählerdaten an den Netzbetreiber, der diese an den Bilanzkreisverantwortlichen weitergibt.

Zwar sind auf Grund der komplexeren Ausstattung (Zähler, Modem etc.) höhere Kosten für Zählpunkt, Abrechnung usw. zu erwarten. Der Arbeits- und Leistungspreis für RLM-Entnahmestellen ist jedoch häufig niedriger als für SLP-Entnahmestellen. Daher lohnt es sich für BHKW-Betreiber kleinerer Anlagen, einen Vergleich vorzunehmen und beim Netzbetreiber anzufragen. Es ist nämlich durchaus möglich, auch unter einem Jahresverbrauch von 1,5 Mio. kWh als RLM-Kunde angeschlossen zu werden.

#### 8.1.2 Regel- und Ausgleichsenergieumlage.

Auf der bilanziellen Ebene wird je nach Ausspeisestelle ein sogenannter Zeitreihentyp gewählt, der bestimmt, wie die Belieferung der Ausspeisestelle strukturiert wird. Für SLP-Entnahmestellen existieren zwei Zeitreihentypen. Da im SLP-Fall jedoch immer nach einem vorher festgelegten Lastprofil ausgespeist wird und der Netzbetreiber Schwankungen und Abweichungen aufzufangen hat, sind in diesem Fall die Regel- und Ausgleichsenergieumlage zu leisten.

Für RLM-Entnahmestellen stellt sich das jedoch unterschiedlich dar. Bei Wahl des Zeitreihentyps RLM mit Tagesband (RLMmT) wird auf Basis der gemessenen Daten ein Tagesband errechnet. Auf die Menge des Tagesbands wird im Anreizsystem für Erdgas eine stündliche Toleranz von 15 Prozent gewährt. Für diese „Absicherung“ und den dadurch entstehenden Regelaufwand des Netzbetreibers ist auf die gesamte ausgespeiste (allokierte) Menge des Tagesbands Regel- und Ausgleichsenergieumlage zu zahlen.

Die Alternative ist der Verzicht auf ein Tagesband (RLMoT). Hier ist eine wesentlich genauere Bilanzierung, also eine bessere Prognose nötig, da im Anreizsystem nur stündliche Toleranzen von zwei Prozent gewährt werden. Dafür entfällt die Regel- und Ausgleichsenergieumlage. Da in der Bilanzierung von Biogas-Bilanzkreisen die Bilanzierungsperiode ein Jahr beträgt und aufgrund der Bilanzkreisflexibilität (vgl. 4.4) ein erweiterter Bilanzausgleich möglich ist, sind die Voraussetzungen hier völlig anders als im stündlichen Anreizsystem für Erdgas. Biogasbilanzkreise können Schwankungen in der Ausspeisung auffangen, die stündlichen Toleranzen sind daher irrelevant. Beim Einsatz von Biomethan in BHKWs ist deshalb eine registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband sinnvoll (RLMoT), wenn die Bilanzkreisflexibilität entsprechend berücksichtigt wird.

## 8.2 Energie- und stromsteuerrechtliche Optimierungsmöglichkeiten.

Wird Biomethan zur Stromerzeugung eingesetzt, bestehen sowohl im Hinblick auf den eingesetzten Energieträger Biomethan als auch im Hinblick auf den daraus erzeugten Strom energie- und stromsteuerrechtliche Optimierungsmöglichkeiten. Dies verdeutlicht die nachfolgende Abbildung:

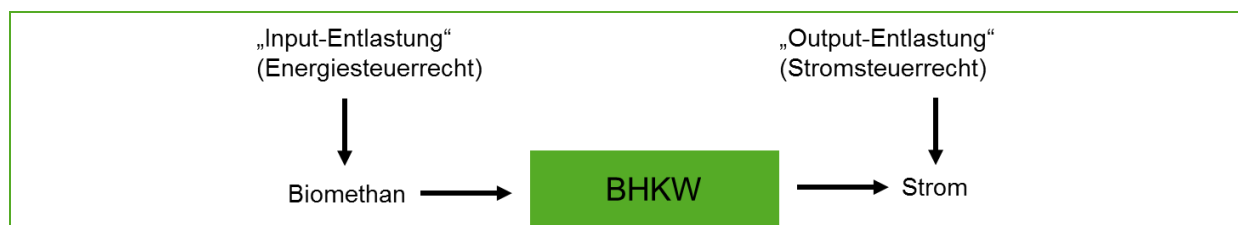


Abbildung 18: Steuerentlastung für BHKW

Nachfolgend behandelt wird zunächst die sich nach dem Energiesteuergesetz (EnergieStG)<sup>25</sup> bestimmende „Input-Entlastung“ für das eingesetzte Biomethan. Die Darstellung zu den möglichen „Output-Entlastungen“ nach dem Stromsteuergesetz (StromStG)<sup>26</sup> schließt sich hieran an.

### 8.2.1 „Input-Entlastung“ für das eingesetzte Biomethan nach dem EnergieStG.

Die Energiesteuer ist eine Verbrauchsteuer; besteuert wird die Verwendung von Energieerzeugnissen. Gesetzliche Grundlage ist das EnergieStG, das durch die Energiesteuer-Durchführungsverordnung (EnergieStV)<sup>27</sup> konkretisiert wird.

Das EnergieStG regelt verschiedene Steuerbegünstigungen. Unter bestimmten Voraussetzungen ist die Verwendung von Energieerzeugnissen von der Steuer befreit (d. h. die Steuer entsteht nicht) oder von der Steuer entlastet (d. h. die entstandene Steuer wird erlassen, erstattet oder vergütet).

<sup>25</sup> Energiesteuergesetz vom 15. 07.2006, BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 05.12.2012, BGBl. I S. 2436, 2725; 2013 I 488 (im Folgenden EnergieStG).

<sup>26</sup> Stromsteuergesetz vom 24.03.1999, BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 05.12.2012, BGBl. I S. 2436, 2725 (im Folgenden: StromStG).

<sup>27</sup> Energiesteuer-Durchführungsverordnung vom 31.07.2006, BGBl. I S. 1753, zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 24.07.2013, BGBl. I S. 2763 (EnergieStV).

Für den Einsatz von Biomethan in BHKWs kommen folgende Steuerentlastungen in Betracht:<sup>28</sup> Zum einen ist für Stromerzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 2 MW<sub>el</sub> eine Steuerentlastung möglich, vgl. § 53 EnergieStG. Zum anderen kommt bei der Verwendung des Biomethans in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen – auch unter 2 MW<sub>el</sub> – eine Steuerentlastung nach § 53a und § 53 b EnergieStG in Betracht.

Voraussetzung für eine Steuerentlastung ist zunächst, dass die Steuer entstanden ist. Für Biomethan kommen dabei die Regelungen zur Steuerentstehung für Erdgas zur Anwendung (da bis auf Weiteres physikalisch Erdgas entnommen wird)<sup>29</sup>. Danach entsteht die Steuer dadurch, dass Erdgas im Steuergebiet aus dem Leitungsnetz entnommen wird (§ 38 Abs. 1 EnergieStG). Steuergebiet für die Energiesteuer ist das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland ohne das Gebiet von Büsingen und ohne die Insel Helgoland (§ 1 Abs. 1 Satz 2 EnergieStG). Der Steuersatz für die Verwendung in begünstigten Anlagen, zu denen u. a. ortsfeste Anlagen zählen, die ausschließlich der gekoppelten Erzeugung von Kraft und Wärme mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 60 Prozent zählen (§ 3 Abs. 1 EnergieStG) beträgt gemäß § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG 5,50 €/MWh.

#### **Steuerentlastung für die Stromerzeugung in Anlagen mit einer Nennleistung von mehr als 2 MW<sub>el</sub>.**

Für Anlagen mit einer Nennleistung von mehr als 2 MW<sub>el</sub> kommt eine vollständige Steuerentlastung in Betracht. Voraussetzung ist, dass die eingesetzten Energieerzeugnisse „unmittelbar am Energieumwandlungsprozess teilnehmen“, also der Stromerzeugung dienen. Nicht entlastungsfähig wäre daher z. B. eine Zusatzfeuerung zur Wärmeerzeugung.

Entlastungsberechtigt ist derjenige, der die Energieerzeugnisse zur Stromerzeugung verwendet hat. Nach der Rechtsprechung des Bundesfinanzhofs (BFH) ist Verwender, wer „selbst oder durch von ihm abhängiges Personal die Verfügungsgewalt über die verbrauchsteuerpflichtige Ware ausübt oder die Betriebsvorgänge steuert“<sup>30</sup>.

Die Steuerentlastung setzt einen entsprechenden form- und fristgerechten Antrag des Entlastungsberechtigten voraus (vgl. §§ 98, 99 EnergieStV). Das Antragsformular kann auf den Internetseiten des Bundesfinanzministeriums abgerufen werden.<sup>31</sup> Die Steuerentlastung wird nur gewährt, wenn der Antrag spätestens bis zum 31. Dezember des Jahres eingereicht wird, in dem die Energieerzeugnisse verwendet worden sind. Für in 2013 eingesetztes Biomethan muss die Entlastung also bis zum 31. Dezember 2014 beim zuständigen Hauptzollamt beantragt werden. Es ist grundsätzlich das Hauptzollamt zuständig, von dessen Bezirk aus die betreffende Person ihr Unternehmen betreibt.

---

<sup>28</sup> Auf Steuerentlastungen nach den §§ 54, 55 EnergieStG, die insbesondere im Fall des Verheizens, also der Wärmeerzeugung in einem Heizkessel relevant wären, soll hier nicht näher eingegangen werden.

<sup>29</sup> Vgl. Erlass des Bundesfinanzministeriums vom 02.07.2008, GZ.: III A 1 – V 8245/07/0006.

<sup>30</sup> BFH, Urt. v. 22.11.2005 – VII R 33/05.

<sup>31</sup> [http://www.zoll.de/DE/Service/Formulare-Merkblaetter/formulare-merkblaetter\\_node.html](http://www.zoll.de/DE/Service/Formulare-Merkblaetter/formulare-merkblaetter_node.html), zuletzt abgerufen am 16.08.2013.

### **Vollständige, aber befristete Steuerentlastung für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme nach § 53 a EnergieStG.**

Die Verwendung von Biomethan, das für KWK in Anlagen bis einer elektrischen Nennleistung bis 2 MW<sub>el</sub> eingesetzt wird, kann unter den Voraussetzungen des § 53 a EnergieStG oder § 53 b EnergieStG steuerentlastet werden.

Die KWK-Anlage muss einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent erreichen und hocheffizient im Sinne der KWK-Richtlinie und der entsprechenden Entscheidungen der Europäischen Kommission sein. Für die Hocheffizienz ist die Primärenergieeinsparung durch die Kraft-Wärme-Kopplung anhand vorgegebener Formeln zu prüfen. Dabei spielt auch die Anlagengröße eine Rolle: Bei KWK-Kleinst- (unter 50 kW<sub>el</sub>) und KWK-Kleinanlagen (unter 1 MW<sub>el</sub>) ist Hocheffizienz bereits dann gegeben, wenn sie im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung von Kraft und Wärme eine Primärenergieeinsparung erzielen. Auf die Höhe der Energieeinsparung kommt es bei diesen Anlagen nicht an. Bei KWK-Anlagen größer 1 MW<sub>el</sub> muss mindestens zehn Prozent Primärenergieeinsparung gegenüber der ungekoppelten Erzeugung von Kraft und Wärme gegeben sein.

Die vollständige Steuerentlastung nach § 53 a EnergieStG wird allerdings zeitlich begrenzt nur bis zur vollständigen Absetzung für Abnutzung der Hauptbestandteile der Anlage gewährt. Eine Verlängerung bzw. ein Neubeginn des Abschreibungszeitraums wird bei Erneuerung der Hauptbestandteile (Gasturbine, Motor, Dampferzeuger, Dampfturbine, Generator und Steuerung) anerkannt, sofern mindestens 50 Prozent der Kosten für die Neuerrichtung erreicht sind. Einzelheiten regelt § 99 c EnergieStV.

Für das Steuerentlastungsverfahren gilt das oben unter 8.2.1 erwähnte entsprechend.

### **Teilweise, aber unbefristete Steuerentlastung für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme nach § 53 b EnergieStG.**

Für alle KWK-Anlagen, die nicht hocheffizient oder bereits abgeschrieben sind, aber den Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent erreichen, kann nach § 53 b EnergieStG eine teilweise Steuerentlastung geltend gemacht werden.

Die Höhe der Entlastung hängt vom eingesetzten Brennstoff, von der Art der KWK-Anlage sowie ggf. vom Anlagenbetreiber ab. Die Entlastungshöhe orientiert sich dabei an den Mindeststeuersätzen der EnergieStRL<sup>32</sup>, die durch die Mitgliedstaaten für bestimmte Energieerzeugnisse und für bestimmte Verwendungen zu erheben sind. Zunächst ist zwischen einem Brennstoffeinsatz zum „Verheizen“ (z. B. Kessel, Stirling-Motor) und einem Einsatz „in begünstigten Anlagen“ (z. B. Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen zur Strom- und Wärmeerzeugung) zu unterscheiden. Die Entlastung beträgt für Erdgas bzw. Biomethan 4,42 €/MWh. Im Falle des Verheizens kommt eine Entlastung von 4,96 €/MWh in Betracht, wenn der Anlagenbetreiber ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes ist. Einzelne Entlastungsvoraussetzungen konkretisiert § 99 d EnergieStV näher.

Für das Steuerentlastungsverfahren gilt das oben unter 8.2.1 erwähnte entsprechend.

---

<sup>32</sup> Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27.10.2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, Abl. L 283/51.

## 8.2.2 „Output-Entlastung“ für den erzeugten Strom nach dem StromStG.

Das StromStG besteuert die Entnahme von Strom. Der allgemeine Steuersatz beträgt 20,50 €/MWh (§ 3 StromStG). Die grundsätzlich steuerpflichtige Stromentnahme ist jedoch unter bestimmten Voraussetzungen, die in § 9 Abs. 1 StromStG geregelt sind, von der Steuer befreit.

### Steuerbefreiung für „grünen Strom aus grünen Netzen“.

Zunächst ist nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG derjenige Strom von der Stromsteuer befreit, der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wurde („grüner Strom“) und aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz bzw. einer entsprechenden Leitung entnommen wird („grünes Netz“).

Zu den erneuerbaren Energieträgern gehört nach § 2 Nr. 7 StromStG auch Strom, der ausschließlich aus Biomasse erzeugt wird. Als Biomasse im stromsteuerrechtlichen Sinne ist auch das nach § 27 Abs. 2 EEG zur Stromerzeugung verwendete Biogas bzw. Biomethan einzuordnen, vgl. § 1 b StromStV.

Auf das Erfordernis einer Stromerzeugung ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern i. S. v. § 2 Nr. 7 StromStG kann nach dem Bundesfinanzministerium (BMF)<sup>33</sup> verzichtet werden, wenn die Stromerzeugung nur durch eine Zünd- oder Stützfeuerung mit anderen (fossilen) Energieträgern möglich ist. Darüber hinaus soll nach dem BMF eine Stromentnahme aus einem grünen Netz dann gegeben sein, wenn der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugte Strom innerhalb eines Eigennetzes oder einer diesem entsprechenden Leitung am Ort der Erzeugung mit Strom aus anderen Energieträgern „vermischt“ wird.<sup>34</sup> Voraussetzung ist jedoch die Stromvermischung in einem Eigennetz (d. h. einem „Betriebsnetz“ als Arealnetz). Ob die einschränkende Auslegung auch für eine Stromentnahme aus einem zeitweise mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern „gefüllten“ Netz für die allgemeine Versorgung anwendbar sein kann, ist derzeit offen.

### Stromsteuerbefreiung für dezentrale Stromversorgung.

Darüber hinaus kommt auch eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG in Betracht. Voraussetzung hierfür ist, dass der Strom in Anlagen mit bis zu 2 MW<sub>el</sub> erzeugt wird und entweder vom Anlagenbetreiber als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zur Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zur Anlage entnehmen. Diese Stromsteuerbefreiung knüpft also nicht an den eingesetzten Energieträger an, sondern an die dezentrale Stromversorgung aus kleineren Anlagen. Zu beachten sind außerdem die neuen Anforderungen aus § 12 Abs. 4 StromStV sowie § 5 Abs. 6 StromStV.

Was als eine Anlage im Sinne des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG gilt, konkretisiert § 12b StromStV näher. Zu beachten ist außerdem, dass der Anlagenbetreiber nunmehr, sofern er Versorger im Sinne des § 2 Nr. 1 StromStG ist, dem Hauptzollamt für jedes Kalenderjahr bis zum 31. Mai des folgenden Kalenderjahres diejenigen Strommengen anmelden muss, die steuerfrei nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b StromStG entnommen worden sind (§ 4 Abs. 6 StromStV).

<sup>33</sup> Erlass des Bundesfinanzministeriums vom 13.08.2001, GZ: III A 1 - V - 2450 - 7/01.

<sup>34</sup> Erlass des Bundesfinanzministeriums vom 30.11.2001, GZ: III A 1 - V - 4250 - 27/01.

### **Stromsteuerbefreiung für Strom zur Stromerzeugung.**

Soweit in den BHKWs im Zusammenhang mit der Stromerzeugung Strom verbraucht wird, ist dieser – unabhängig davon, woher dieser Strom stammt (Fremdbezug oder Eigenerzeugung) – gem. § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG von der Stromsteuer befreit. Für eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG muss vorab ein Antrag auf Erteilung der (konstitutiven) Erlaubnis gem. § 9 Abs. 4 StromStG beim Hauptzollamt gestellt werden. Alternativ kommt lediglich eine Steuerentlastung gem. § 12a StromStV in Betracht. Hierfür hat gem. § 12a Abs. 5 StromStV der Antragsteller zusätzlich einen buchmäßigen Nachweis führen, aus dem sich für den Entlastungsabschnitt die Menge und der genaue Verwendungszweck ergeben müssen.

Die „Reichweite“ der Steuerbefreiung ist umstritten. Nach der derzeit vertretenen Auffassung insbesondere der Finanzgerichte kann die Stromsteuerbefreiung aus § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG nur für die Strommenge in Ansatz gebracht werden, die unmittelbar der Stromerzeugung dient. Eine Steuerbefreiung für den Strom, der zur Herstellung von Biogas in einer Biogasanlage verbraucht wird, lehnt die Rechtsprechung ab.<sup>35</sup> Für diese Strommengen kommt daher lediglich eine Steuerentlastung nach § 9b, § 10 StromStG in Betracht. Voraussetzung hierfür ist eine Stromentnahme für betriebliche Zwecke und eine Nutzung des Stroms von Unternehmen des Produzierenden Gewerbes.<sup>36</sup>

### **8.3 Förderung von Wärmespeichern.**

Der Neu- und Ausbau von Wärmespeichern wird durch das KWKG gefördert. Hierzu müssen die in § 5b KWKG aufgeführten Bedingungen eingehalten werden:

- Speicherkapazität von mindestens einem m<sup>3</sup> Wasseräquivalent oder mindestens 0,3 m<sup>3</sup> pro kW der installierten elektrischen Leistung der KWK-Anlage,
- Beginn des Neu- bzw. Ausbaus ab dem 19. Juli 2012,
- Inbetriebnahme des Speichers bis zum 31. Dezember 2020,
- Wärme des Speichers stammt überwiegend (d.h. zu über 50 Prozent) aus KWK-Anlagen, die an das Netz für die allgemeine Versorgung angeschlossen sind und die in dieses Netz einspeisen oder einspeisen können,
- mittlere Wärmeverluste bezogen auf die durchschnittliche Jahrestemperatur für die Klimazone Deutschland von weniger als 15 Watt pro Quadratmeter Behälteroberfläche,
- KWK-Anlage verfügt über Informations- und Kommunikationstechnik, um Signale des Strommarktes zu empfangen und kann auf diese reagieren, sowie
- Zulassung des BAFA nach Maßgabe des § 6b KWKG wurde erteilt.

Maßgeblich für das Erfordernis des überwiegenden Anteils an Wärme aus KWK-Anlagen ist, dass die Anlagen, aus denen die Wärme stammt, zu 50 Prozent nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung

---

<sup>35</sup> vgl. BFH, Beschluss vom 09.09.2011, Az.: VII R 75/10, Vorinstanz FG Hamburg, Urteil vom 09.11.2010, Az.: 4 K 94/10; siehe dazu auch BFH, Urteil vom 13.12.2011, Az.: VII R 73/10.

<sup>36</sup> Auf die Anforderungen aus den §§ 9 b, 10 StromStG soll hier jedoch nicht näher eingegangen werden.



gefahren werden. Nicht erforderlich ist, dass die KWK-Anlagen auch nach dem KWKG gefördert werden, sodass auch Wärme aus EEG geförderten KWK-Anlagen der geforderten Einspeisequote zuzurechnen ist.

Der Zuschlag beträgt 250 €/m<sup>3</sup> Wasseräquivalent des Wärmespeichervolumens, bei Speichern mit einem Volumen von mehr als 50 m<sup>3</sup> Wasseräquivalent höchstens aber 30 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten. Der Zuschlag darf insgesamt 5 Millionen € je Projekt nicht überschreiten. Ansatzfähige Investitionskosten sind alle Kosten, die für erforderliche Leistungen Dritter im Rahmen des Neubaus von Wärmespeichern tatsächlich angefallen sind. Nicht dazu gehören insbesondere interne Kosten für Konstruktion und Planung, kalkulatorische Kosten, Grundstücks-, Versicherungs- und Finanzierungskosten. Es müssen gewährte Bundes-, Landes- oder Gemeindezuschüsse abgesetzt werden, es sei denn, die Zuschüsse werden ausdrücklich zusätzlich zum KWK-Zuschlag gewährt.

Die Zuschläge für Speicher werden zudem unter den bestehenden Förderdeckel für Wärme- und Kältenetze in Höhe von 150 Mio. € je Kalenderjahr gezogen. Somit gilt für die Speicherförderung im Falle eines Überschreitens des Deckels, dass die darüber hinausgehenden Beträge in den Folgejahren ausbezahlt werden.

#### 8.4 Grünstromprivileg.

Das sog. Grünstromprivileg ist in § 39 EEG verankert und dient der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas in den Energiemarkt. Es stellt neben der Marktprämie (vgl. 5.5.4) den zweiten Fall der geförderten Direktvermarktung im EEG dar. Anders als die Marktprämie, über die Anlagenbetreiber unmittelbar über die Auszahlung der Prämie durch den Netzbetreiber gefördert werden, setzt das Grünstromprivileg an der Vermarktung des erzeugten Stroms an Letztverbraucher an: Für Grünstromhändler verringert sich die nach § 37 Abs. 2 EEG an die Übertragungsnetzbetreiber zu zahlende EEG-Umlage um 2,0 ct/kWh, maximal jedoch in Höhe der EEG-Umlage.

Wird der aus Biomethan erzeugte Strom im Wege der Direktvermarktung an einen Stromhändler veräußert, der den Strom zur Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs nutzen möchte, kann dieser – bei Einhaltung aller Voraussetzungen aus § 39 Abs. 1 EEG – seinen Strom aufgrund der Verringerung der EEG-Umlage um 2,0 ct/kWh insgesamt günstiger anbieten. Die verbleibende Marge kann er dazu nutzen, dem Anlagenbetreiber eine attraktive Vergütung zu bieten. Deshalb kann die Direktvermarktung zur Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs für BHKW-Betreiber eine Alternative sein, den erzeugten Strom gewinnbringend zu vermarkten. Allerdings darf für den so vermarkteten Strom nicht gleichzeitig die Marktprämie beansprucht werden, da die verschiedenen, in § 33b EEG genannten Direktvermarktungsformen alternativ ausgestaltet sind. Anlagenbetreiber, die in das Grünstromprivileg direkt vermarkten, können auch nicht die Flexibilitätsprämie beanspruchen. Dies lässt sich damit erklären, dass die Flexibilitätsprämie – wie die Marktprämie – eine Zahlung des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber darstellt, während solche Zahlungsflüsse dem Grünstromprivileg jedoch grundsätzlich fremd sind.

## 8.5 Verbesserung des Primärenergiefaktors.

Die Energieeinsparverordnung (EnEV) stellt Anforderungen an die energetische Qualität der Gebäudehülle und der Anlagentechnik bei Neubauten und bei größeren Sanierungen im Gebäudebestand. Insbesondere stellt die EnEV Anforderungen an die Höhe des Jahres-Primärenergiebedarfs eines Gebäudes. Dieser umfasst in erster Linie den Heizenergiebedarf und die dazu erforderlichen nicht erneuerbaren Brennstoffe unter Berücksichtigung aller Ressourcenverluste, die entstehen, um die Energieträger wie Öl, Kohle und Gas dem Verbraucher zur Verfügung zu stellen. Die primärenergetische Bewertung der eingesetzten Brennstoffe erfolgt dabei über normierte Primärenergiefaktoren der einzelnen Primärenergien (vgl. Nr. 2.1.1 der Anlage 1 zur EnEV). Der Jahresprimärenergiebedarf eines Gebäudes verringert sich danach, wenn statt fossiler Brennstoffe (jedenfalls teilweise) gasförmige Biomasse zum Einsatz kommt. Die Wärmeversorgung mittels eines Biomethan-BHKWs kann folglich dazu beitragen, die Pflichten nach der EnEV einzuhalten.

## 8.6 Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

Seit Einführung des EEGs in der derzeit geltenden Fassung ist Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt möglich, wenn sie den erzeugten Strom direkt vermarkten. Dies ergibt sich explizit aus § 56 Abs. 3 Satz 1 EEG, wonach die Vermarktung als Regelleistung im Rahmen der Direktvermarktung nicht als Doppelvermarktung, die grundsätzlich ausgeschlossen ist - gilt. Neben der Marktprämie und etwaigen weiteren Vermarktungserlösen stellt die Teilnahme am Regelleistungsmarkt damit eine weitere Möglichkeit zur finanziellen Optimierung dar. Die Vermarktung von Regelleistung erfolgt meist über ein Dienstleistungsunternehmen. Oft handelt es sich dabei um den Stromhändler, dem der Strom zur Vermarktung im Marktprämienmodell verkauft wird.

Mit Regelleistung (auch „Regelleistung“ genannt) bezeichnet man die Energie, die ein Netzbetreiber benötigt, um unvorhergesehene Leistungsschwankungen in seinem Stromnetz auszugleichen. Es wird zwischen **positiver und negativer Regelleistung** unterschieden. Übersteigt die ins Netz eingespeiste Energie die zum selben Zeitpunkt entnommene Energie, liegt ein Leistungsüberschuss im Netz vor. In diesem Fall benötigt der Netzbetreiber negative Regelleistung durch Stromerzeuger, welche kurzfristig dem Netz Strom entziehen. Bei nicht prognostizierter, erhöhter Stromnachfrage ist positive Regelleistung erforderlich. Der Netzbetreiber benötigt in diesem Fall kurzfristig die Einspeisung zusätzlicher Strommengen oder die Abschaltung von Lasten in seinem Netzgebiet.

Für den Ausgleich von Leistungsungleichgewichten sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze GmbH und TenneT TSO GmbH für ihre jeweiligen Regelzonen verantwortlich. Den Übertragungsnetzbetreibern stehen die drei Regelleistungsqualitäten Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) zur Verfügung. Die technischen Anforderungen und Verfahrensweisen für die Regelleistungsvermarktung ergeben sich primär aus dem Transmission Code 2007<sup>37</sup>, den Netz- und Systemregeln der Übertragungsnetzbetreiber. Primärregelleistung wird zur schnellen Stabilisierung des Netzes innerhalb von 30 Sekunden benötigt. Aufgrund der hohen Anforderungen an die Regeltechnik und die

<sup>37</sup> Abrufbar auf der Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung ([www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net))

Erzeugungskapazitäten stellen gegenwärtig jedoch lediglich wenige Anbieter Primärregelleistungen bereit.

Die Regelenergiemärkte für Sekundärregelleistung und die Minutenreserveleistung sind für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien interessanter. Die **Sekundärregelenergie** muss innerhalb von fünf Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen. Sie kann von sämtlichen Anlagen bereitgestellt werden, die die Präqualifikationsanforderungen nach dem Transmission Code 2007 erfüllen. Die Mindestangebotsgröße beträgt 5 MW; diese kann aber auch über ein Anlagenpooling durch sog. „virtuelle Kraftwerke“ erreicht werden. Die **Minutenreserve** wird zur Ablösung der Sekundärregelenergie eingesetzt. Die Mindestangebotsgröße beträgt auch hier 5 MW; aber wie bei der Sekundärregelenergie ist ein Zusammenschluss zu „virtuellen Kraftwerken“ möglich. Da die technischen Anforderungen an die Regelfähigkeit mit dem übereinstimmen, was direktvermarktende EEG-Anlagen ohnehin einhalten müssen, ergeben sich für Anlagenbetreiber, die das Marktprämienmodell gewählt haben, kaum Mehraufwendungen für eine Teilnahme an diesen Regelenergiemärkten (Beyrich et al 2012).

Die ÜNB haben für die Ausschreibung von Regelenergie eine Internetplattform eingerichtet, über die eine gemeinsame Ausschreibung der Regelleistungsarten abgewickelt wird<sup>38</sup>. Potenzielle Anbieter für die verschiedenen Arten von Regelleistung können sich an einem Präqualifikationsverfahren beteiligen, bei dem sie den Nachweis erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung einer oder mehrerer Arten von Regelleistung erfüllen. Neben technischer Kompetenz müssen eine ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des potenziellen Anbieters gewährleistet sein. Für alle Regelenergiearten (PRL, SRL und MRL) erfolgt die Präqualifikation ausschließlich bei demjenigen ÜNB, in dessen Regelzone die Erzeugungsanlagen angeschlossen sind (Anschluss-ÜNB). Sobald die präqualifizierte Leistung die jeweilige Mindestangebotsgröße überschreitet, schließt der Anschluss-ÜNB mit dem Anbieter je Regelenergieart einen Rahmenvertrag, der wiederum Voraussetzung für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren für Regelleistung ist. Eine Präqualifikation ist jederzeit möglich. Die Durchführung eines entsprechenden Präqualifikationsverfahrens erfordert nach dem vollständigen Vorliegen aller erforderlichen Unterlagen, Protokolle und Nachweise in der Regel einen Zeitraum von wenigstens zwei Monaten. Bei SRL kann, je nach Komplexität der Einbindung in die Leistungsfrequenzregelung, auch ein längerer Zeitraum erforderlich sein. Ändern sich anbieterseitig wesentliche Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Präqualifikation, so hat der Anbieter dies dem Anschluss-ÜNB unverzüglich mitzuteilen. Bei Bedarf kann eine Präqualifikation wiederholt werden<sup>39</sup>.

---

<sup>38</sup> Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung ([www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net))

<sup>39</sup> Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (vgl. unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal>)

Tabelle 11: Eigenschaften unterschiedlicher Regelleistungsarten

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
<b>Mindestangebot</b>	± 1MW	5 MW	5 MW
<b>Pooling</b>	Regelzonenintern	Regelzonenintern Regelzonenübergreifend zur Erreichung der Mindestangebotsgröße	Regelzonenintern Regelzonenübergreifend zur Erreichung der Mindestangebotsgröße
<b>Ausschreibungszeitraum</b>	1Woche	1Woche	Täglich, Ausnahme: Wochenenden, bundesweite Feiertage
<b>Produktlänge</b>	1Woche	HT (8 Uhr – 20 Uhr werktags) und NT (20 Uhr – 8 Uhr und gesamtes Wochenende)	Jeweils 4 Stunden beginnend bei 0 Uhr bis 4 Uhr
<b>Vergütungsprinzip</b>	Leistungspreis	Leistungspreis und Arbeitspreis	Leistungspreis und Arbeitspreis
<b>Ausgeschriebene Menge (Mai 2013)</b>	± 576 MW	- 2095 MW und + 2136 MW	- 2423 MW und + 2434 MW
<b>Aktivierungsgeschwindigkeit</b>	30 Sekunden	5 Minuten	15 Minuten

Der Anbieter von Regelleistung legt in der Vermarktung von Minutenreserve und Sekundärregelenergie einen Leistungs- und Arbeitspreis fest. Der Leistungspreis definiert dabei die Vergütung ausschließlich für die Vorhaltung der Leistung. Der Arbeitspreis wird dagegen nur bei Inanspruchnahme der Leistung über einen bestimmten Zeitraum gezahlt. Die Angebote der verschiedenen Erzeuger werden anhand des Leistungspreises sortiert und nach dem „Merit Order“-Prinzip vergeben bis die ausgeschriebene Reserveleistung erreicht wird. Angebote mit höheren Leistungspreisen erhalten keinen Zuschlag (siehe Abbildung 19). Anschließend sortiert der Übertragungsnetzbetreiber die versteigerten Blöcke nach dem Arbeitspreis, sodass im Falle tatsächlicher Inanspruchnahme der Regelleistung die Angebote mit den kleinsten Arbeitspreisen zuerst in Anspruch genommen werden<sup>40</sup>.

---

<sup>40</sup> Vgl. BNetzA Beschlusskammer 6 (2011): Az: BK6-10-098

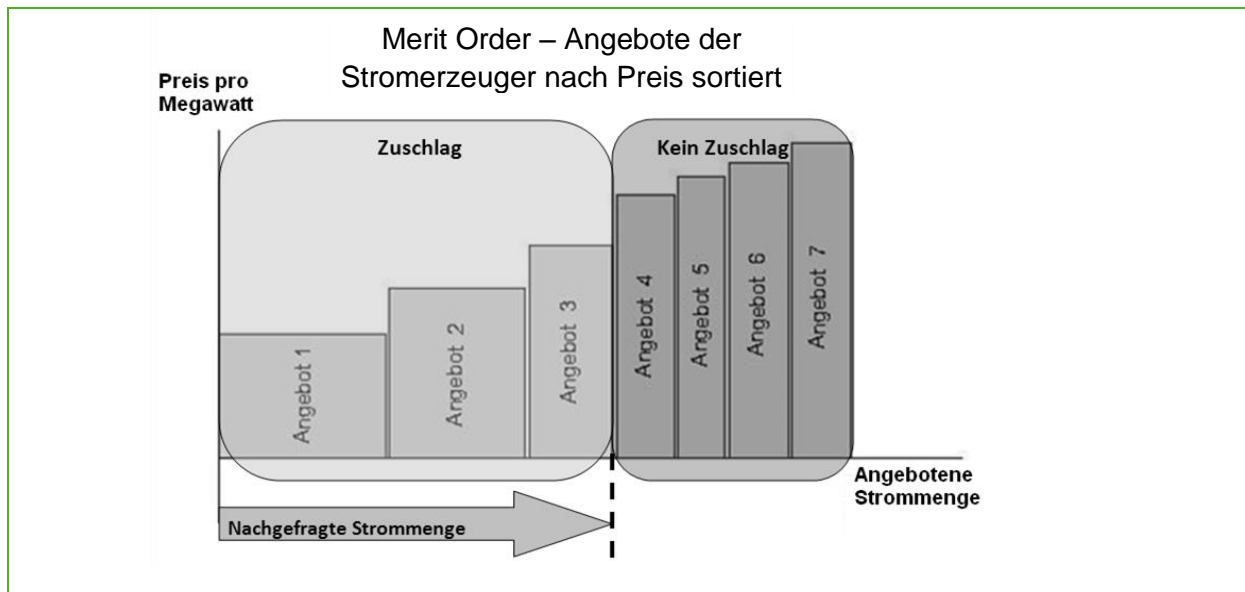


Abbildung 19: Merit-Order-Prinzip

In der Praxis ist es aufgrund dieses Verfahrens möglich, Einfluss auf die Abrufhäufigkeit von Regelenergie zu nehmen. Unabhängig vom gewählten Leistungspreis kann durch einen niedrig gewählten Arbeitspreis die Abrufhäufigkeit erhöht und durch einen hohen Arbeitspreis gesenkt werden.

### 8.6.1 Preisentwicklung Regenergiemarkt.

Anhand der auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) veröffentlichten Ausschreibungsergebnisse lässt sich die historische Preisentwicklung am Regenergiemarkt für MRL und SRL nachvollziehen. Dabei beziehen sich die Aussagen auf den „Mittleren Leistungspreis“, der durch den Quotienten aus Gesamtkosten und bezuschlagter Gesamtmenge berechnet wird. Um eine Vergleichbarkeit herzustellen sind alle Angaben auf Monatswerte normiert worden.

### 8.6.2 Minutenreserveleistung.

Folgende Darstellung stellt jeweils die kumulierten mittleren Leistungspreise aller 4-Stunden-Blöcke (00-24) pro Monat für die negative und positive MRL dar.

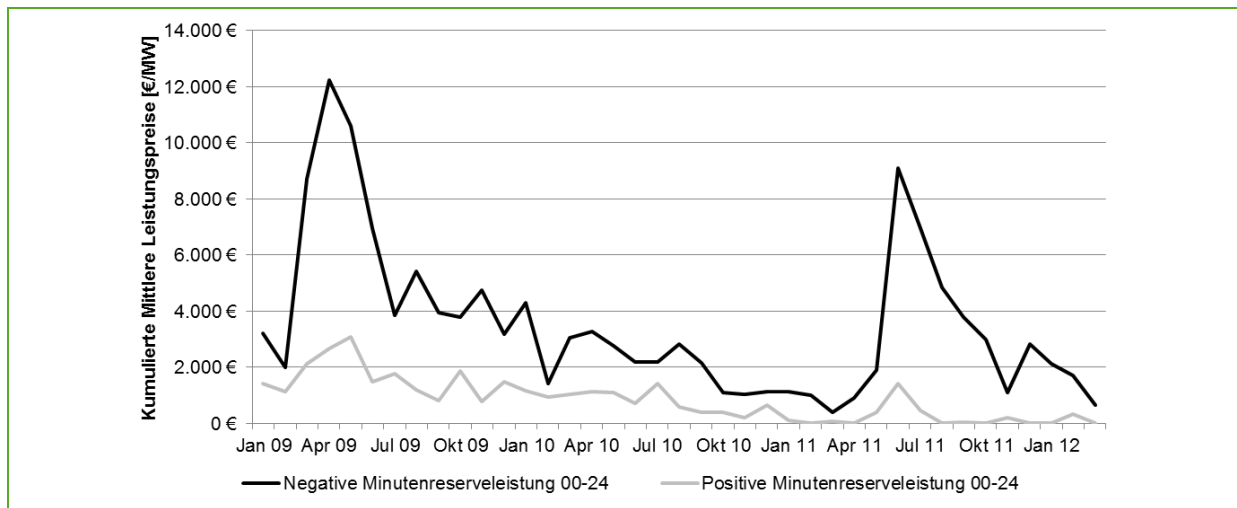


Abbildung 20: Leistungspreisentwicklung Minutenreserve

Die kumulierten mittleren Leistungspreise für die negative MRL sind höher als die der positiven MRL. Auch ist zu erkennen, dass die mittleren Leistungspreise tendenziell sinken. Seit Februar 2011 finden Ausschreibungen für positive MRL nur noch in sehr begrenzten Umfang statt. Im betrachteten Zeitraum beträgt der monatliche Durchschnittspreis für negative MRL 3.520 € und für positive MRL 833 €. In der folgenden Darstellung ist das arithmetische Mittel der kumulierten mittleren Leistungspreise pro Monat der jeweiligen Produkte der MRL von Januar 2009 bis März 2011 dargestellt. Mit deutlichem Abstand werden in den Blöcken 0-4 Uhr und 4-8 Uhr in der negativen MRL die höchsten Leistungspreise erzielt.

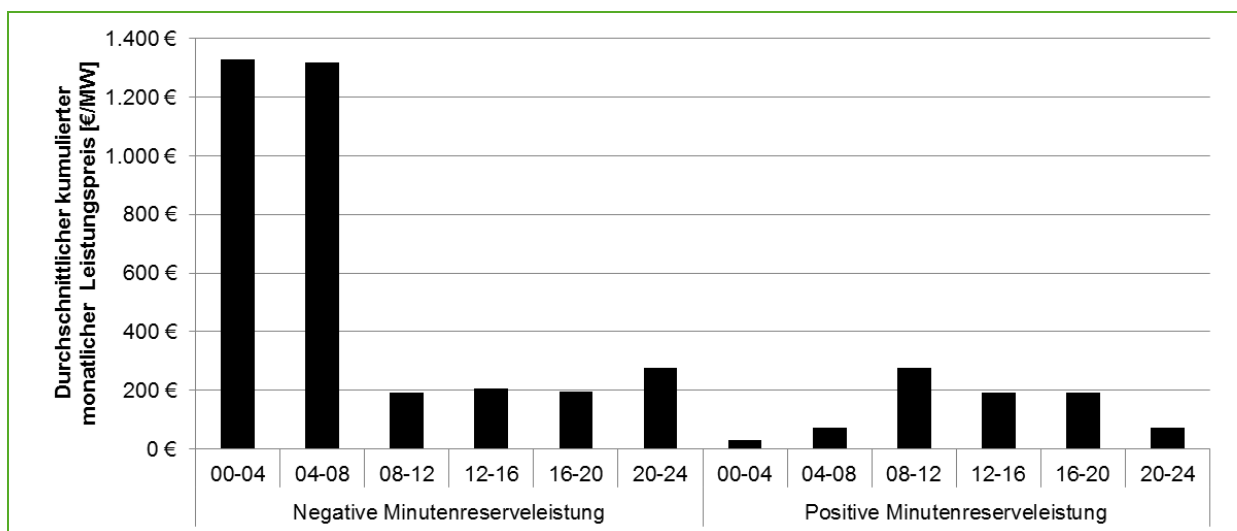


Abbildung 21: Durchschnittliche Leistungspreise MRL nach 4-Stunden-Blöcken

### 8.6.3 Sekundärregelleistung.

Die Ausschreibungsergebnisse der vergangenen Jahre für die SRL lassen nur schwer eine Tendenz erkennen. Die negative SRL in der Nebenzeit scheint im Durchschnitt die höchsten Ausschreibungsergebnisse zu erreichen, während die negative SRL in der Hauptzeit am niedrigsten liegt. Jedoch sind die Ergebnisse dieses Produkts seit der Umstellung auf die wöchentliche Ausschreibung (Juni 2011) deutlich gestiegen. Zuletzt lagen die Ergebnisse der negativen SRL über denen der positiven SRL (siehe Abbildung 22).

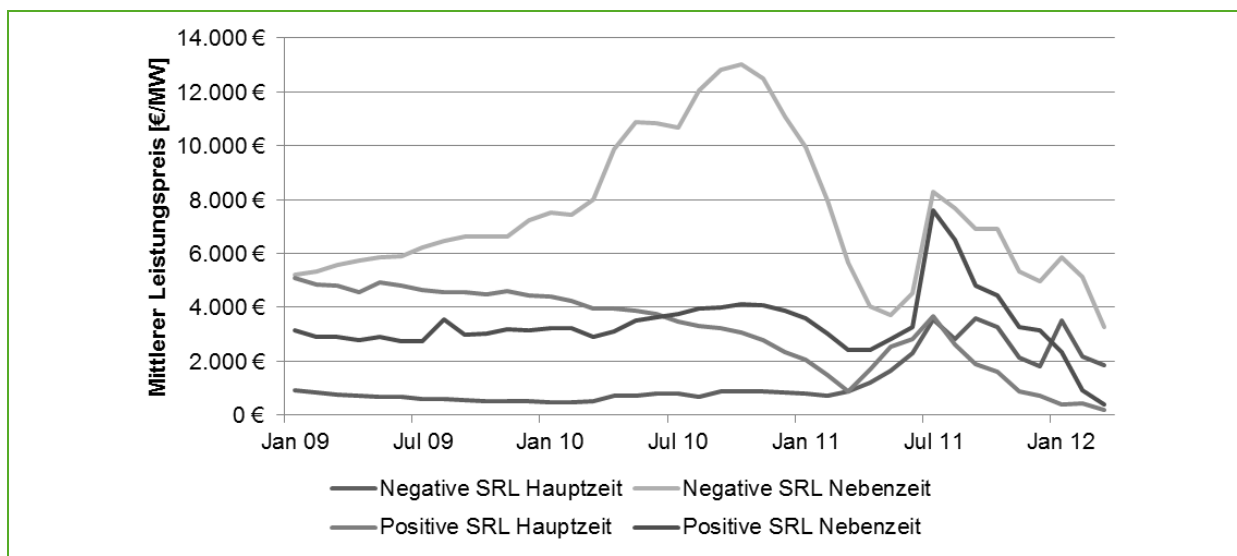


Abbildung 22: Leistungspreisentwicklung Sekundärreserveleistung Jan. 2009 - Jan. 2012

In der folgenden Darstellung ist das arithmetische Mittel der monatlichen Ausschreibungsergebnisse der jeweiligen Produkte der SRL von Januar 2009 bis März 2011 dargestellt.

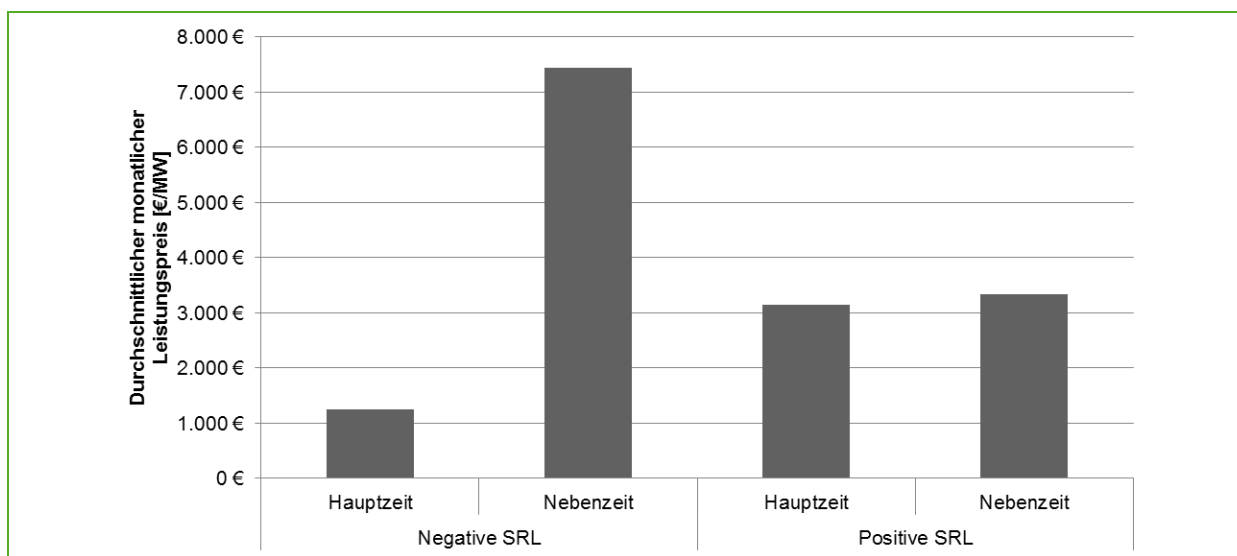


Abbildung 23: Durchschnittlicher monatlicher Leistungspreis SRL

Zum Vergleich werden die MRL und SRL in einem Balkendiagramm gegenübergestellt. Die Nebenzeit der MRL ist die Summe der Blöcke 00-04 Uhr, 04-08 Uhr und 20-24 Uhr. Die Hauptzeit ist entsprechend die Summe der restlichen Blöcke 08-12 Uhr, 12-16 Uhr und 16-20 Uhr.

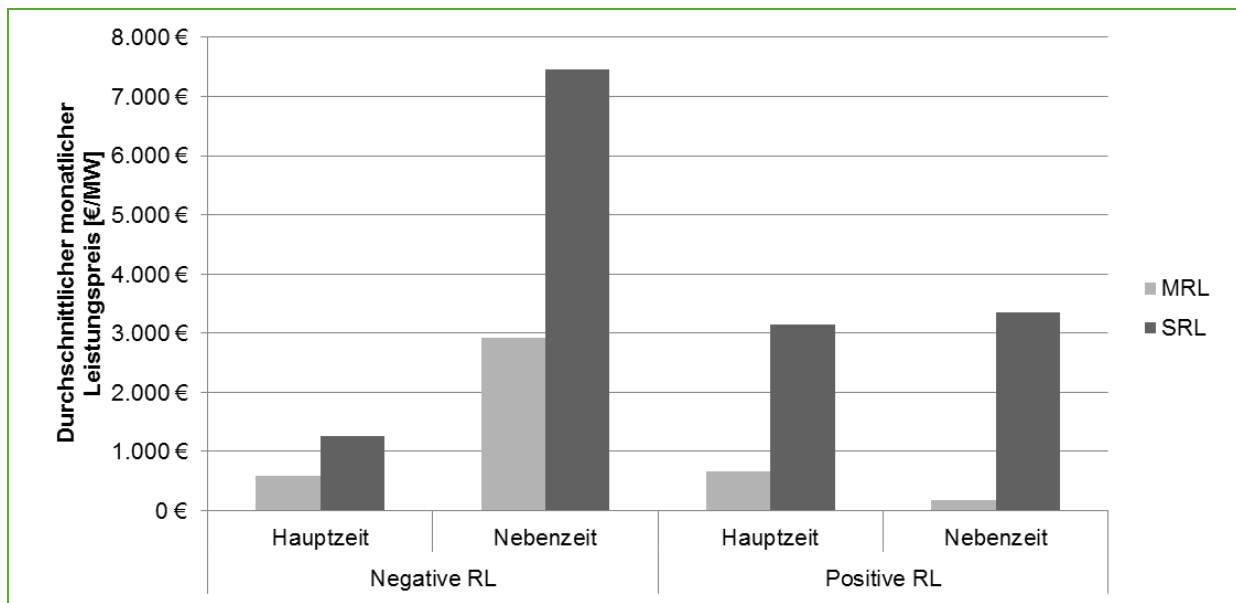


Abbildung 24: Durchschnittlicher monatlicher Leistungspreis Vergleich MRL und SRL

Ein Vergleich der erzielbaren Preise für MRL und SRL zeigt, dass die mittleren Leistungspreise der SRL in allen Produktgruppen mehr als 100 Prozent über denen der MRL liegen (siehe Abbildung 24). Allerdings sind die Anforderungen, die an den Anlagenbetrieb gestellt werden, in der Vermarktung von SRL höher als in der MRL. Erfahrungsgemäß ist in der SRL die Abrufhäufigkeit deutlich höher und die Dauer der Abrufe kürzer. Das führt in der Regel zu einem höheren Verschleiß beim BHKW.

#### 8.6.4 Regelenenergie in der Praxis.

Biomethan betriebene KWK-Anlagen in der klassischen Auslegung mit ca. 5.500 Vollbenutzungsstunden (VBH) pro Jahr sind prinzipiell in der Lage, negative SRL oder MRL als Systemdienstleistung bereitzustellen. Wird zusätzliche Erzeugungskapazität im Sinne einer stärkeren Flexibilisierung installiert (mit geringen jährlichen VBH), besteht sowohl die Möglichkeit, negative als auch positive Sekundärregel- oder Minutenreserveleistung zu erbringen. Primärregelleistung wird, aufgrund der hohen technischen Anforderungen, derzeit noch nicht durch BHKWs im Leistungsbereich, der innerhalb dieses Leitfadens betrachtet wird, bereitgestellt.

Für die erfolgreiche Vermarktung von Regelenenergie ist die Prognostizierbarkeit des Anlagenbetriebs unabdingbar. Das bedeutet, dass sich der BHKW-Betrieb an einem Fahrplan orientiert, der mit dem Vermarkter kommuniziert wird. Die Tatsache, dass die gesamte Energie in KWK erzeugt werden muss, macht die Regelenenergievermarktung für Biomethan-BHKWs oft uninteressant. Denn eine wärmegeführte Fahrweise lässt einen Fahrplan-Betrieb bzw. kurze Abrufzeiten teilweise nicht zu (wie z. B. bei SRL). Es kommt im Einzelfall auch auf die Gestaltung der Wärmeversorgung und die vertraglich fest-



gelegten Wärmelieferverpflichtungen an. Die Möglichkeit Wärme zu speichern, erhöht in vielen Fällen die Flexibilität in der Ausgestaltung der Fahrpläne. Je genauer ein im Vorfeld festgelegter BHKW-Betrieb eingehalten werden kann, desto höher sind die Erlöse, die durch die Regelleistungsvermarktung erzielt werden können.

Es ist möglich, mit dem Dienstleister Vereinbarungen zu treffen, die die Leistungsgrenzen des BHKW-Betriebs festlegen. Das bedeutet, dass das BHKW bei einem Abruf von Regelleistung maximal bis zu einer definierten Leistungsgrenze heruntergefahren werden darf (z. B. 50 Prozent oder 60 Prozent der installierten Leistung). Der kontinuierliche Anlagenbetrieb kann somit gewährleistet werden. Dies hat den Vorteil, dass das BHKW und insbesondere die zum Startvorgang relevanten Bauteile weniger beansprucht werden und die Reaktionszeiten kürzer sind. Auch in Bezug auf Wärmelieferverpflichtungen kann sich ein kontinuierlicher Anlagenbetrieb positiv auswirken. Der Nachteil dieser Regelung ergibt sich aus den deutlich niedrigeren Erlösen, da ein Großteil der Regelleistung nicht angeboten werden kann und das BHKW im Teillastbetrieb relevante Wirkungsgradeinbußen aufweist. Ebenso kann der Teillastbetrieb zu höheren Wartungskosten führen, die es herstellerspezifisch zu prüfen gilt. Durch das Instrument des virtuellen Kraftwerks können Biomethan-BHKWs zusammengeschlossen werden, um das erforderliche Mindestangebot bereitzustellen. Es existieren mittlerweile zahlreiche Unternehmen auf dem Markt, die entsprechende Dienstleistungen für BHKW-Betreiber anbieten.

## 8.7 KfW-Förderung.

Die KfW ist eine öffentliche Bank, die durch zinsgünstige Darlehen und Zuschüsse energetische Bauvorhaben fördert. Die KfW ermöglicht gegenwärtig über das Programm „Erneuerbare Energien Standard“ eine zinsgünstige Finanzierung von Vorhaben zur Erzeugung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien. Gefördert werden die Errichtung, Erweiterung und der Erwerb von Anlagen und Netzen, die die Anforderungen des EEGs erfüllen. Der Kreditbetrag pro Vorhaben beträgt maximal 25 Mio. €. Es können verschiedene Laufzeitvarianten vereinbart werden. Genauere Informationen und die jeweils aktuellen Fördervoraussetzungen, u. a. zu den förderberechtigten Personen und den einzureichenden Unterlagen, können dem von der KfW herausgegebenen „Merkblatt Erneuerbare Energien“ entnommen werden.<sup>41</sup>

---

<sup>41</sup> Abrufbar unter [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Finanzierungsangebote/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270-274-275\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Finanzierungsangebote/Erneuerbare-Energien-Standard-(270-274-275)/) und [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Finanzierungsangebote/Erneuerbare-Energien-Premium-\(271-281\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Finanzierungsangebote/Erneuerbare-Energien-Premium-(271-281)/).

## 9 Untersuchte Modellfälle und deren Wirtschaftlichkeit.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der drei geschilderten Betriebskonzepte (vgl. 7.2) wurden drei Modellfälle ausgewählt. Für die Berechnungen wurden deren reale Wärmelastgänge in stundenscharfer Auflösung für ein komplettes Jahr genutzt. Für jeden Modellfall wurden alle drei bereits eingeführten Betriebskonzepte mit entsprechender BHKW-Auslegung untersucht. Die grundlegenden Annahmen, unterstellten Rahmenbedingungen sowie die resultierenden Ergebnisse der Simulationen werden im folgenden Kapitel dargestellt.

### 9.1 Wärmelastgänge.

Beim ersten betrachteten Modellfall handelt es sich um ein **Krankenhaus** mit ca. 150 Betten. Der zugehörige Lastgang ist in Abbildung 25 dargestellt. Dieser Modellfall wird nachfolgend in Diagrammen und Tabellen mit „KKH“ abgekürzt.

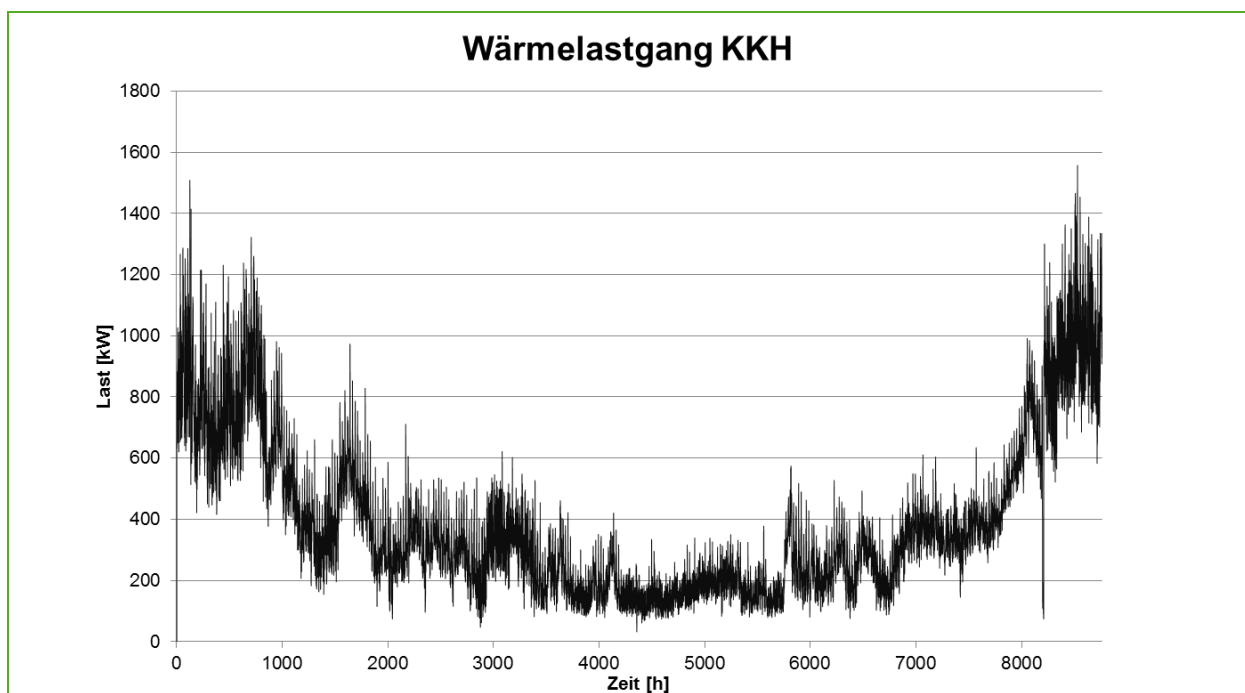


Abbildung 25: Wärmelastgang Krankenhaus

Der Wärmebedarf zeigt ein Minimum von  $35 \text{ kW}_{\text{th}}$  und ein Maximum von  $1.550 \text{ kW}_{\text{th}}$ . Auch im Sommer besteht hier ein regelmäßig auftretender Wärmebedarf im Bereich von  $100 - 200 \text{ kW}_{\text{th}}$ . Dies liegt insbesondere am hohen Warmwasserbedarf, der auch in Monaten mit höheren Außentemperaturen in signifikantem Umfang vorliegt. Insgesamt ergibt sich daraus ein Jahreswärmebedarf von  $3.442 \text{ MWh}_{\text{th}}$ .

Beim zweiten untersuchten Modellfall handelt es sich um ein Bürogebäude, dessen Jahreswärmebedarf sich auf 1.918 MWh<sub>th</sub> beläuft (siehe Abbildung 26). Der Standort wird im Folgenden mit „Büro“ abgekürzt.

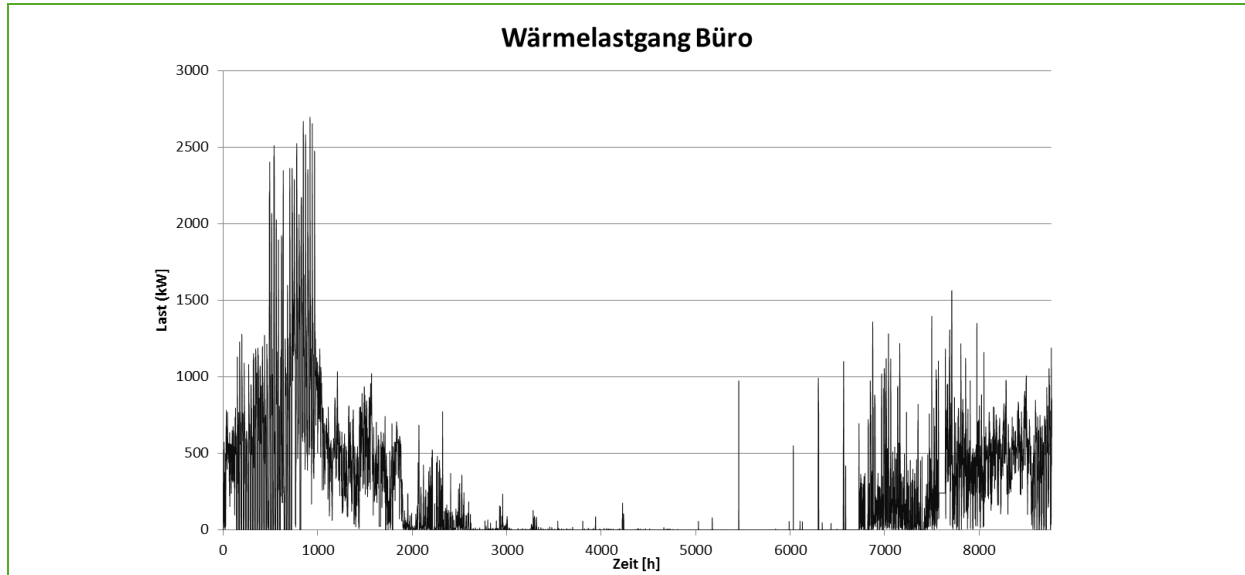


Abbildung 26: Wärmelastgang Bürogebäude

Der Modellfall „Bürogebäude“ zeigt einen Wärmelastgang mit relativ hohen Spitzenwerten von über 2.500 kW<sub>th</sub> in den Wintermonaten. In der warmen Jahreszeit gibt es jedoch lange Zeiträume ohne nennenswerten Wärmebedarf, da Bürogebäude in der Regel keinen oder nur sehr geringen Wärmebedarf für die Brauchwassererwärmung aufweisen. Dieser Wärmebedarfsverlauf stellt keinen klassischen Anwendungsfall für eine Wärmeversorgung durch ein BHKW dar, da die benötigten Volllaststunden für einen ökonomischen Betrieb in der Regel hier nicht erreicht werden können.

Der dritte Modellfall wurde aus normierten Lastgängen für Fernwärmenetze generiert. Der beispielhafte Lastgang weist einen Jahreswärmebedarf von 11.441 MWh<sub>th</sub> auf (siehe Abbildung 27). Im Folgenden wird der Modellfall als „FW“ bezeichnet.

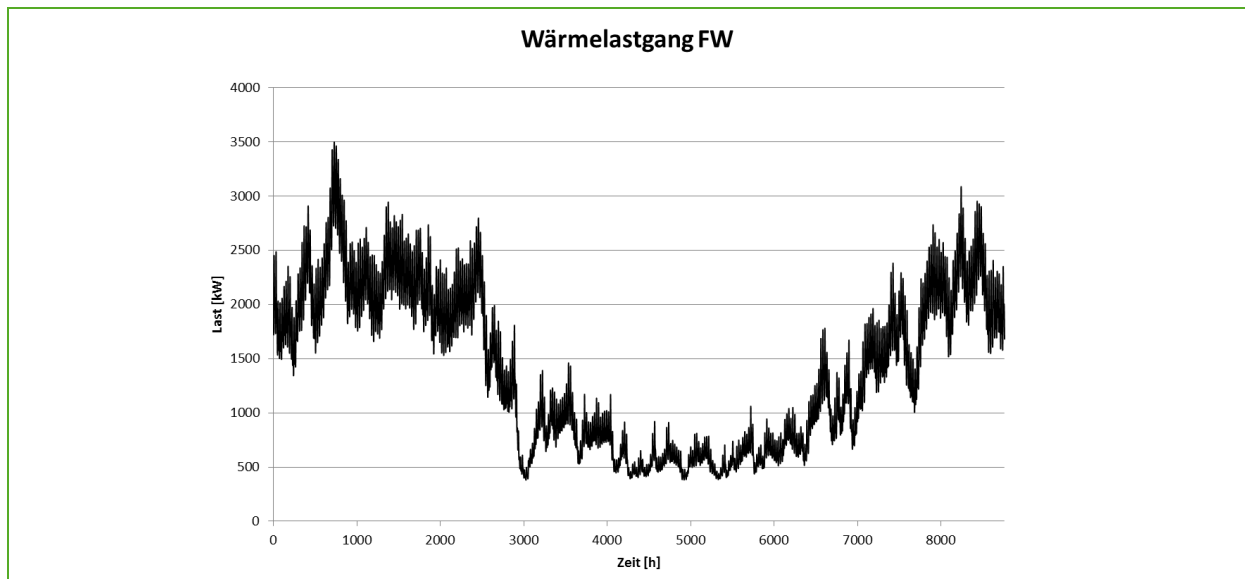


Abbildung 27: Wärmelastgang Fernwärmenetz

Der Wärmebedarf verläuft im Vergleich zu den ersten beiden Modellfällen relativ kontinuierlich und ist durch Spitzenlasten bis über  $3.000 \text{ kW}_{\text{th}}$  in den Wintermonaten geprägt. Auch in den Sommermonaten besteht ein nennenswerter Wärmebedarf in der Größenordnung von  $500 - 700 \text{ kW}_{\text{th}}$ .

Die nachfolgend ausführlich beschriebenen BHKW-Betriebsweisen für die Modellfälle zeigen, dass durch die Integration eines Wärmespeichers auch solche Wärmesenken erschlossen werden können, die für die klassische KWK unwirtschaftlich sind. Aber auch diese Konzepte stoßen an ihrer Grenzen, wenn die Wärmesenke über längere Phasen keinen oder nur einen minimalen Grundlastbedarf aufweist. In diesem Fall kann keine kontinuierliche Be- und Entladung des Speichers realisiert werden, sodass die Wärme im Speicher über sehr lange Zeiträume ohne nennenswerten Energieverlust gespeichert werden muss. Dies erfordert sehr gut isolierte und damit relativ teure Wärmespeicher.

## 9.2 BHKW-Auslegung und Betriebsweise.

Für die Simulationen wurden die in Abschnitt 7.2 geschilderten Betriebsweisen untersucht. Dazu sind jeweils Annahmen zur Auslegung und dem BHKW-Betrieb getroffen worden, die nachfolgend dargestellt werden.

### 9.2.1 Rein wärmegeführte Betriebsweise.

Für diese Betriebsweise wird exemplarisch angenommen, dass die BHKWs nur in Betrieb genommen werden, wenn der Wärmebedarf größer oder gleich der thermischen Leistung der BHKWs ist (stundenscharfe Betrachtung). Auf einen Teillastbetrieb der BHKWs wird in dieser Betrachtung verzichtet. Die BHKW-Größen wurden dabei so ausgelegt, dass eine Auslastung mit etwa 5.500 VBH erreicht wird.

Die Auslegung sieht zudem keinen Wärmespeicher vor, wodurch die Investitionskosten gering gehalten werden. In der Realität werden zumeist geringe Wärmespeicherkapazitäten integriert, um das

Startverhalten auf ein notwendiges Maß zu reduzieren. Der Einfachheit halber wird in dieser Betrachtung jedoch darauf verzichtet. Durch die entsprechend rein wärmegeführte Betriebsweise wird dem BHKW in diesem Anwendungsfall die Inanspruchnahme der EEG-Festvergütung unterstellt. Diese Betriebsweise wird daher im Folgenden für Diagramme und Tabellen mit „Festvergütung“ bezeichnet.

Für die drei Wärmesenken kommen in der rein wärmegeführten Betriebsweise nach der geschilderten Auslegung die in der folgenden Tabelle aufgelisteten, auf dem Markt verfügbaren, BHKW-Module mit ihren zugehörigen Wirkungsgraden zum Einsatz. Für das Büro ist aufgrund des über weite Teile des Jahres fehlenden Wärmebedarfs kein BHKW-Betrieb in der Grundlastversorgung möglich. Daher entfällt diese Betriebsweise für den Modellfall Büro (vgl. 9.1).

Tabelle 12: BHKW-Daten für Modellfälle bei Festvergütung

Modellfall	BHKW			
	Leistung el. [kW]	Leistung th. [kW]	Wirkungsgrad el. [%]	Wirkungsgrad th. [%]
Büro	-	-	-	-
KKH	180	250	37,9	52,6
FW	835	1.048	38,9	48,8

### 9.2.2 Wärmegeführte Betriebsweise unter Berücksichtigung des Strompreises.

In dieser Variante werden die Integration eines Wärmespeichers und die damit verbundene Möglichkeit der Entkopplung von Wärmeerzeugung und -nutzung vorausgesetzt. Der Wärmebedarf wird deshalb nicht stundenscharf, sondern tagesscharf betrachtet. Das BHKW geht hierbei immer dann in Betrieb, wenn der benötigte Tageswärmebedarf einen Betrieb des BHKWs von mindestens einer Stunde unter Volllast ermöglicht. Ein Teillastbetrieb wird auch hier ausgeschlossen.

Die Dimensionierung sollte unter diesen Voraussetzungen dazu führen, dass analog zur wärmegeführten Betriebsweise etwa 5.500 VBH pro Jahr erreicht werden. Da das BHKW aber nicht nur in Betrieb gehen kann, wenn im Tagesverlauf Stunden auftreten, die einen ausreichend hohen Wärmebedarf aufweisen, sondern schon dann in Betrieb genommen wird, wenn der kumulierte Tagesbedarf einen Betrieb von einer Stunde erlaubt, ergeben sich also effektiv mehr Tage, an denen das BHKW läuft. Daraus resultieren bei gleicher Vollbenutzungsstundenzahl annähernd eine Verdoppelung der BHKW-Leistung und gleichzeitig eine deutliche Steigerung der durch das BHKW insgesamt bereitgestellten Wärme.

Sobald der Tageswärmebedarf den beschriebenen Schwellenwert übersteigt, kann das BHKW zu den Stunden (bzw. mindestens zu einer Stunde) in Betrieb genommen werden, die den besten Stromerlös ermöglichen. Wird in diesen Stunden die erzeugte Wärme gar nicht oder nur teilweise genutzt, wird der Speicher beladen und kann diese im Tagesverlauf je nach Bedarf wieder an die Wärmesenke abgeben. In den Sommer- und Übergangsmonaten ist also eine flexible, und damit stromgeführte Fahrweise möglich.

Sobald der tägliche Wärmebedarf die mögliche Tageswärmeproduktion erreicht, muss das BHKW jedoch durchgehend betrieben werden. Die Fahrweise wechselt auf wärmegeführt und es ist keine Reaktion auf Strompreise mehr möglich.

Die Stromerlöse werden über das Instrument der Direktvermarktung (vgl. 5.5) und die damit verbundene Inanspruchnahme der Marktprämie generiert. Dementsprechend wird diese Betriebsweise im Folgenden als „Direkt o. Flex“ bezeichnet (siehe folgende Tabelle).

Tabelle 13: BHKW-Daten für Modellfälle Direkt o. Flex

	BHKW			
Modellfall	Leistung el. [kW]	Leistung th. [kW]	Wirkungsgrad el. [Prozent]	Wirkungsgrad th. [Prozent]
Büro	335	436	39,1	50,7
KKH	405	513	38,8	49,2
FW	2.004	2.054	43,3	44,4

### 9.2.3 Wärme- und stromgeführte Betriebsweise.

Gegenüber den vorherigen Betriebsweisen wird für die wärme- und stromgeführte Betriebsweise, also den vollflexiblen Betrieb, die Möglichkeit eingeräumt, auch in den Wintermonaten auf Strompreise reagieren zu können. Um dies zu erreichen, wird in der Auslegung die Zahl der Vollbenutzungsstunden pro Jahr bei gleichbleibender Wärmeproduktion auf ca. 2.750 halbiert, was in etwa zu einer Verdopplung der installierten Leistung führt (siehe Tabelle 14).

Tabelle 14: BHKW-Daten für Modellfälle Direkt m. Flex

	BHKW			
Modellfall	Leistung el. [kW]	Leistung th. [kW]	Wirkungsgrad el. [Prozent]	Wirkungsgrad th. [Prozent]
Büro	563	600	42,6	45,3
KKH	835	1.048	38,9	48,8
FW	4.029	3.865	44,4	42,6

Bei hohen Strompreisen wird das BHKW unter Volllast betrieben und produziert neben Strom gleichzeitig entsprechend hohe Wärmemengen. Die vor allem in den Übergangszeiten auftretenden, überschüssigen Wärmemengen werden im für diese Betriebsweise vorgesehenen Wärmespeicher zwischengespeichert. In Zeiten geringer Strompreise steht diese Wärme aus dem Speicher zur Bedarfsdeckung zur Verfügung. Die Erlöse für die produzierten Strommengen setzen sich in dieser Betriebsweise aus dem Verkauf des direkt vermarkteten Stroms, der Marktprämie und der Flexibilitätsprämie

zusammen (vgl. 5.5.7). Daher wird diese Betriebsweise abgekürzt im Folgenden als „Direkt m. Flex“ bezeichnet.

### **9.3 Wärmebedarfsdeckung und Wärmespeicherdimensionierung.**

Für den Abgleich der Wärmeproduktion und des Wärmebedarfs für die beiden Varianten des flexibilisierten KWK-Betriebs werden geeignete Wärmespeicher dimensioniert. Maßgebliches Kriterium für die Wärmespeicherung ist die vollständige Nutzung der erzeugten Wärme. Als Wärmespeichermedien werden sensible Wärmespeichermedien (Wasser, Stein und Erdöl) sowie Latentwärmespeicher betrachtet (Paraffine, Salzhydrate).

#### **9.3.1 Vorgehensweise.**

Eingangsgroßen für die Ermittlung des Wärmespeichervolumens sind die jeweiligen BHKW-Betriebsweisen und die damit verbundene Wärmezeugung. Bereits bei der Festlegung der Betriebsweisen wird jedoch darauf geachtet, dass die Wärmeproduktion innerhalb eines 24-Stundenintervalls nicht den Wärmebedarf überstieg. Hiermit wird sichergestellt, dass sich keine Überschusswärme im Speicher akkumulieren und hierdurch unwirtschaftlich große Speichervolumina ergeben können.

Tabelle 15 zeigt exemplarisch einen der berechneten Betriebsfahrpläne. Hierbei ist an jedem Tag jeder Tagesstunde die errechnete BHKW-Laufzeit zugeordnet. Der Wert „1“ gibt an, dass sich das BHKW in dieser Stunde komplett im Vollastbetrieb befindet, der Wert „0“ bedeutet, dass das BHKW in dieser Stunde abgeschaltet. Werte zwischen 0 und 1 geben an, dass das BHKW in dieser Stunde nur zeitweise in Betrieb ist.

**Tabelle 15: Exemplarischer Abgleich von Wärmeerzeugung und Wärmebedarf auf Basis des Fahrplans (Quelle: ASUE 2011)**

Flexibler Betrieb		BHKW-Daten:																								
		VBH	P,el	P,th	eta,el	eta,th	[h/a]	[kW]	[kW]	[%]	[%]	(ASUE 2011)														
		Stunden																								
Datum		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
01.01.2012		1,00	1,00	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
02.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
03.01.2012		1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44	0,00
04.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44
05.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44
06.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
07.01.2012		1,00	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
08.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
09.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44
10.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,32
11.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,37	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00
12.01.2012		1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
13.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44
14.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
15.01.2012		1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
16.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
17.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44
18.01.2012		1,00	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00
19.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44
20.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
21.01.2012		1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00
22.01.2012		1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
23.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44
24.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
25.01.2012		0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
26.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44
27.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
28.01.2012		1,00	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
29.01.2012		1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
30.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44
31.01.2012		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,44

Die Berechnung der Wärmespeicherkapazität erfolgt anhand der Wärmeproduktion und dem Wärmebedarf (siehe Tabelle 16). Die Spalte „Wärmebedarf“ zeigt in stündlicher Auflösung den Wärmebedarf des Objekts an. Die Spalte „Wärmeproduktion“ gibt die Wärmeproduktion des BHKWs aus dem fahrplangemäßen Betrieb an. Übersteigt die Wärmeproduktion hierbei den Wärmebedarf, wird die Wärme im Speicher zwischengespeichert (Spalte: „Wärme im Speicher“). Besteht eine Unterdeckung des Wärmebedarfs, weil das BHKW entweder nicht in Betrieb ist oder eine zu geringe Wärmleistung hat, wird der Bedarf aus dem Wärmespeicher gedeckt. Die über einen Zeitraum von 24 h akkumulierte Wärmemenge stellt den maximalen Wärmespeicherbedarf dar.



Tabelle 16: Berechnung der Wärmespeicherkapazität

Datum	BHKW Ein / Aus	BHKW Betrieb [h/d]	Wärmebedarf [kWh]	Wärmeproduktion [kWh]	Wärmedifferenz [kWh]	Wärme*** Tagesbilanz	Wärme im Speicher [kwh]	Max. Wärmetransfer [kWh]	Max. Wärme im Speicher [kWh]
1.1.11 0:00	1,00	13,46	310	436	126,00	0,00	0,00	0,00	2288,00
1.1.11 1:00	1,00		2	436	434,00		434,00	434,00	
1.1.11 2:00	1,00		92	436	344,00		778,00	344,00	
1.1.11 3:00	0,00		54	0	-54,00		724,00	54,00	
1.1.11 4:00	0,00		400	0	-400,00		324,00	400,00	
1.1.11 5:00	0,00		522	0	-522,00		0,00	324,00	1988,60
1.1.11 6:00	0,00		272	0	-272,00		0,00	0,00	
1.1.11 7:00	0,00		456	0	-456,00		0,00	0,00	
1.1.11 8:00	0,00		442	0	-442,00		0,00	0,00	
1.1.11 9:00	0,00		566	0	-566,00		0,00	0,00	
1.1.11 10:00	0,00		186	0	-186,00		0,00	0,00	
1.1.11 11:00	1,00		296	436	140,00		140,00	140,00	
1.1.11 12:00	1,00		18	436	418,00		558,00	418,00	
1.1.11 13:00	1,00		182	436	254,00		812,00	254,00	
1.1.11 14:00	0,00		156	0	-156,00		656,00	156,00	
1.1.11 15:00	0,00		272	0	-272,00		384,00	272,00	
1.1.11 16:00	1,00		280	436	156,00		540,00	156,00	
1.1.11 17:00	1,00		16	436	420,00		960,00	420,00	
1.1.11 18:00	1,00		366	436	70,00		1030,00	70,00	
1.1.11 19:00	1,00		256	436	180,00		1210,00	180,00	
1.1.11 20:00	1,00		10	436	426,00		1636,00	426,00	
1.1.11 21:00	1,00		58	436	378,00		2014,00	378,00	
1.1.11 22:00	1,00		162	436	274,00		2288,00	274,00	
1.1.11 23:00	0,46		496	202	-294,00		1994,00	294,00	

Wie das Zusammenspiel zwischen BHKW und Wärmespeicher erfolgt, zeigt Abbildung 28 über einen beispielhaft dargestellten Zeitraum von 24 Stunden. In Zeiten der Produktion wird bei Überproduktion der Speicher mit der überschüssigen Wärme beladen. In Zeiten ohne BHKW-Betrieb wird bei Bedarf der Speicher entleert. Mit diesem Konzept kann das BHKW zumeist in Volllast und damit auch im Bereich des maximalen Wirkungsgrads betrieben werden. Punktuell kann durch den Wärmespeicher eine höhere Wärmeleistung zur Verfügung gestellt werden, als dieses allein durch das BHKW möglich wäre.

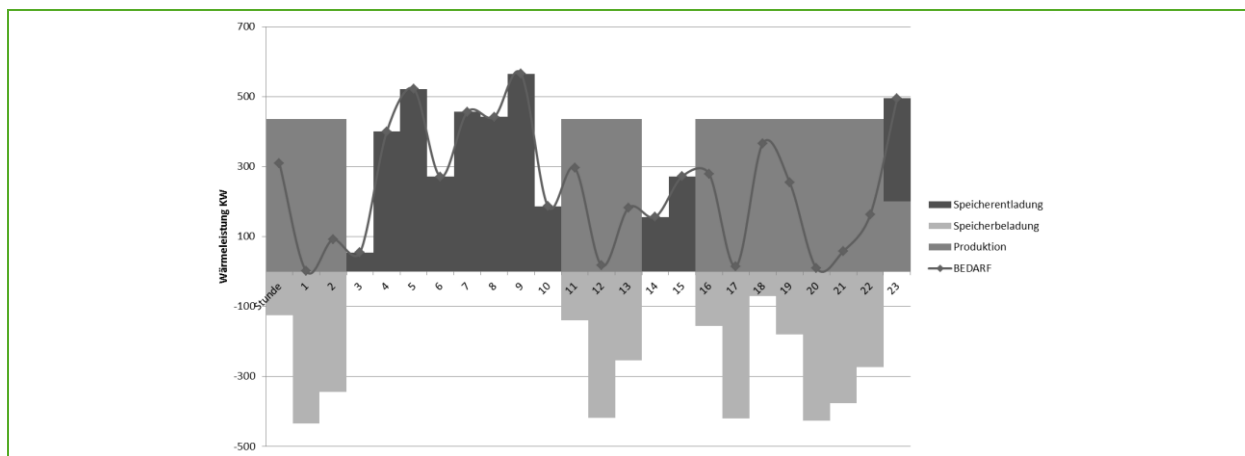


Abbildung 28: Exemplarischer Verlauf der Wärmespeicher Be- und Entladung

### 9.3.2 Erforderliche Wärmespeicherkapazitäten und Volumina.

Die nachfolgenden Abschnitte zeigen die Entkoppelung von Wärmeproduktion und Wärmenutzung für die verschiedenen Modellfälle, die durch die Integration eines Wärmespeichers erzielt werden kann und erläutert die Optionen der Wärmespeicherauslegung.

#### Wärmebedarfsdeckung Modellfall Krankenhaus.

Mit einer klassischen BHKW-Auslegung ohne Wärmespeicher zur Deckung der Wärmegrundlast mit EEG Festvergütung könnte im Modellfall Krankenhaus ein BHKW mit einer Wärmeleistung von 250 kW<sub>th</sub> installiert werden. Hiermit wären 5.559 Vollbenutzungsstunden pro Jahr realisierbar (Abbildung 29).

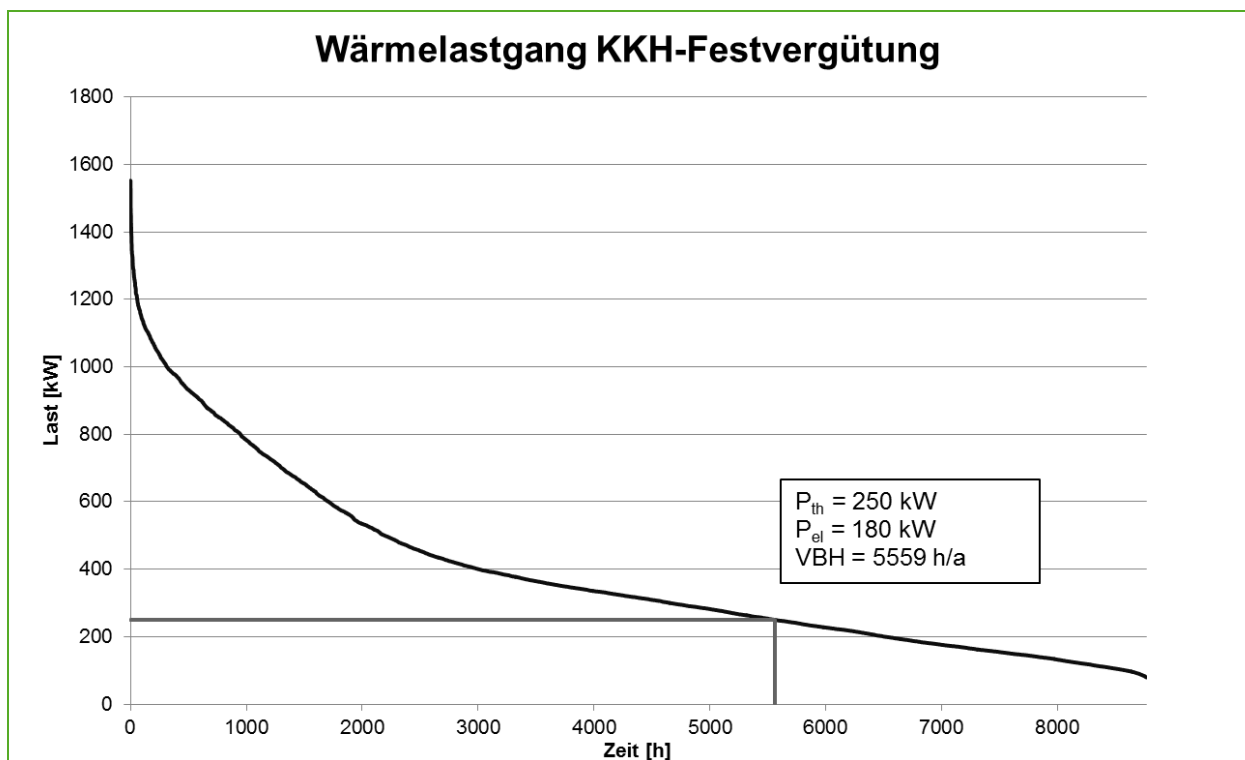


Abbildung 29: Konventionelle BHKW Auslegung (KKH Festvergütung)

Durch die Integration des Wärmespeichers gemäß der wärmegeführten Betriebsweise unter Berücksichtigung des Strompreises (Direkt o. Flex) kann eine ähnliche Vollbenutzungsstundenzahl mit einem deutlich größeren BHKW mit einer Wärmeleistung von 513 kW<sub>th</sub> realisiert werden, da durch den Wärmespeicher eine Entkopplung von Wärmeerzeugung und -nutzung erreicht wird (Abbildung 30).

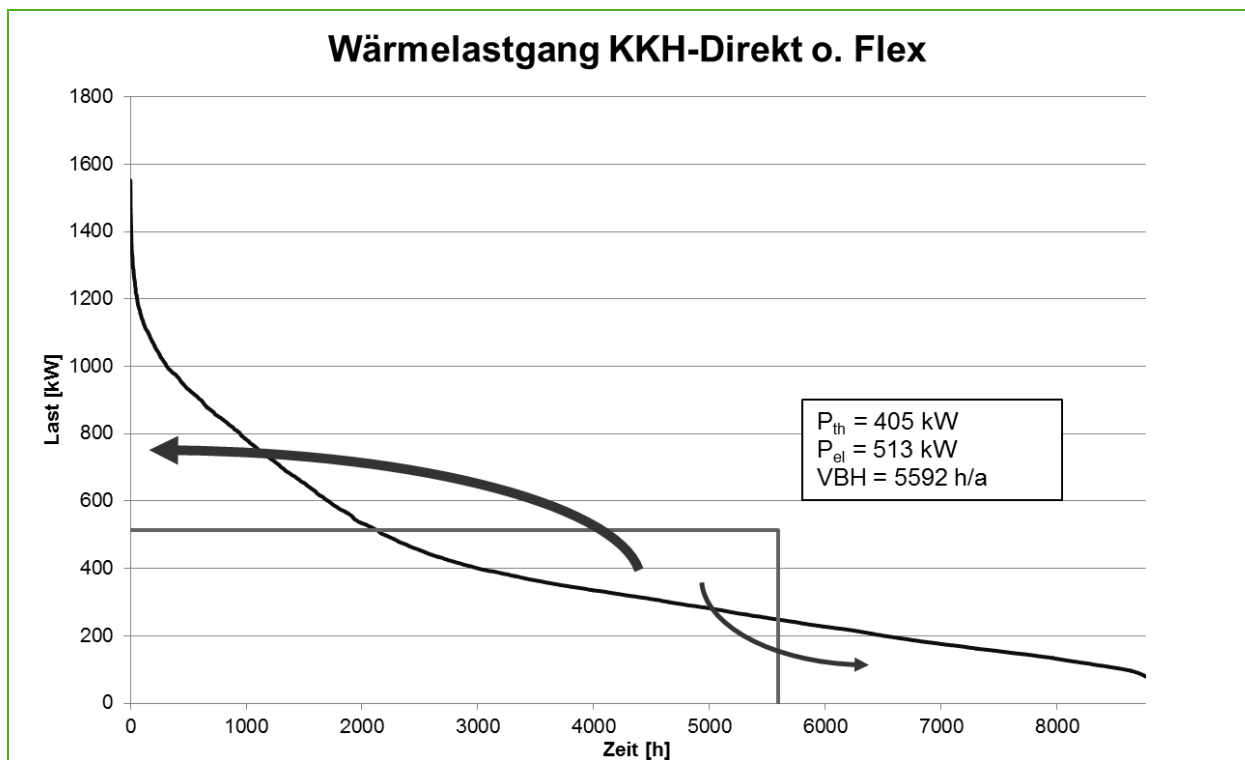


Abbildung 30: Entkopplung Wärmeproduktion und -nutzung durch Wärmespeicherung (KKH-Direkt o. Flex)

Hinsichtlich der Wärmespeicherdimensionierung ist allerdings schon in diesem Fall ein Warmwasserspeicher mit einem Volumen von  $133 \text{ m}^3$  erforderlich, der im Regelfall nur in Außenaufstellung realisiert werden kann. Betonspeicher und Mineralölspeicher sind ebenfalls realisierbar, erfordern aber nochmals größere Volumina.

Geeignete Paraffin- und Salzhydratspeicher wären zu erheblich höheren Kosten realisierbar. Hiermit ließe sich jedoch ggf. noch eine Aufstellung in einem Gebäude umsetzen.

Tabelle 17 zeigt die erforderlichen Volumina für die verschiedenen Speichersysteme.

Tabelle 17: Wärmespeicherauslegung KKH Direkt o. Flex

	<b>KKH-Direkt o. Flex</b> <b>BHKW P<sub>th</sub> = 513 kW, η<sub>th</sub>=48.8Prozent (1)</b>	<b>q=Wärme</b> <b>d= Dichte</b> <b>V= Volumen</b>
<b>Maximaler Speicherbedarf</b>	q = 4665 (kWh)	
	q = 16792264 (kJ)	
<b>Volumen des Wärmespeichers</b>	Wasser, d = 1000 kg/m <sup>3</sup>	V = 133 m <sup>3</sup>
	Beton, d = 2240 kg/m <sup>3</sup>	V = 250 m <sup>3</sup>
	Mineralöle, d = 800 kg/m <sup>3</sup>	V = 329 m <sup>3</sup>
	Paraffine, d = 787 kg/m <sup>3</sup>	V = 65 m <sup>3</sup>
	Salzhydrate, d = 1460 kg/m <sup>3</sup>	V = 36 m <sup>3</sup>

Für die vollflexible Betriebsweise (Direkt m. Flex) ergibt sich für das Krankenhaus gemäß den Auslegungsvorgaben ein deutlich größeres BHKW mit einer Wärmeleistung von 1.048 kW<sub>th</sub>. Die Vollbenutzungsstunden reduzieren sich hierbei auf 2.737h (Abbildung 31).

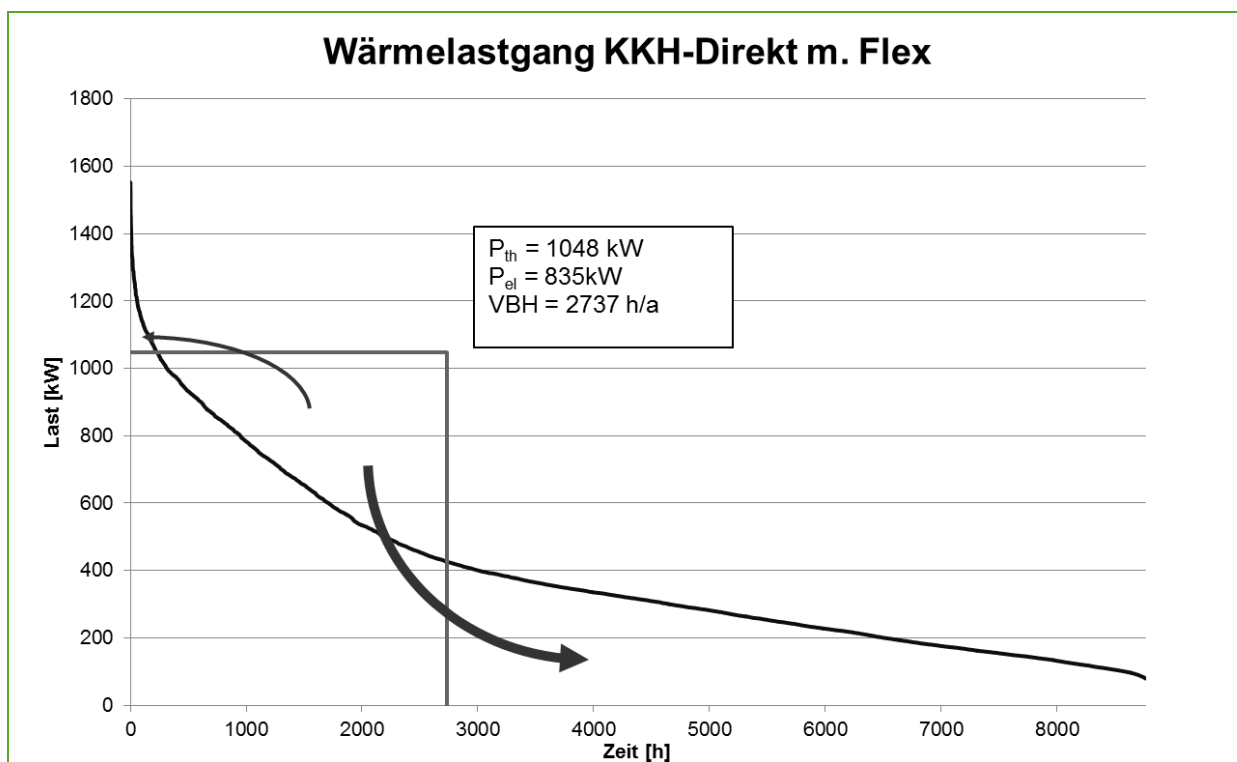


Abbildung 31: Entkopplung Wärmeproduktion und -nutzung durch Wärmespeicherung (KKH-Direkt m. Flex)

Für die Wärmespeicherung sind dementsprechend große Speichervolumina erforderlich. Unabhängig vom Konzept lassen sich die in Tabelle 18 angegebenen Speicher nur noch in Außenaufstellung

realisieren. Im Normalfall kann hier nur noch die Nutzung eines Wasserspeichers in Betracht gezogen werden.

Tabelle 18: Wärmespeicherauslegung KKH Direkt m. Flex

	<b>KKH-Direkt m. Flex</b> <b>BHKW P<sub>th</sub> = 1048 kW, η<sub>th</sub>=44.4Prozent (1)</b>	<b>q=Wärme</b> <b>d= Dichte</b> <b>V= Volumen</b>
<b>Maximaler Speicherbedarf</b>	q = 7945 (kWh)	
	q = 28601417 (kJ)	
<b>Volumen des Wärmespeichers</b>	Wasser, d = 1000 kg/m <sup>3</sup>	V = 227 m <sup>3</sup>
	Beton, d = 2240 kg/m <sup>3</sup>	V = 426 m <sup>3</sup>
	Mineralöle, d = 800 kg/m <sup>3</sup>	V = 560 m <sup>3</sup>
	Paraffine, d = 787 kg/m <sup>3</sup>	V = 111 m <sup>3</sup>
	Salzhydrate, d = 1460 kg/m <sup>3</sup>	V = 60 m <sup>3</sup>

**Wärmebedarfsdeckung Modellfall Büro.**

Der Modellfall Büro ist durch eine hohe Jahrestundenzahl ohne Wärmebedarf charakterisiert. Ein klassisches, wärmegeführtes KWK-Konzept lässt sich bei dieser starken Ausprägung nicht mehr wirtschaftlich umsetzen.

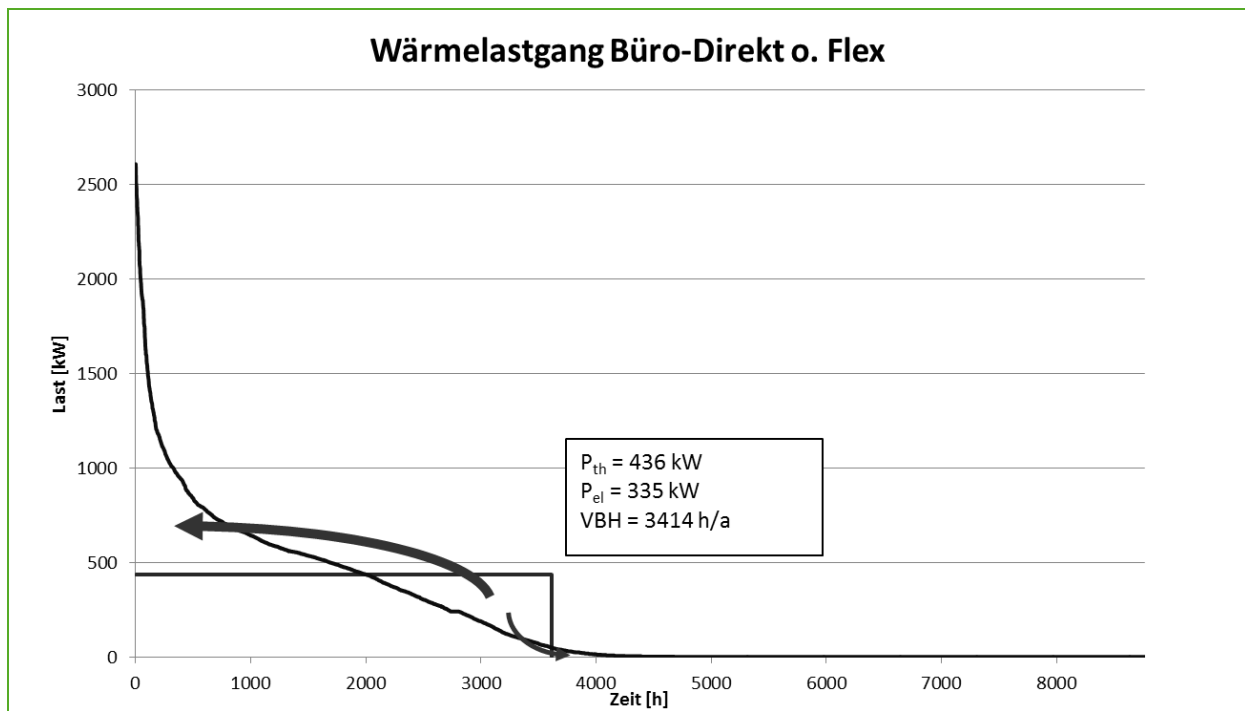


Abbildung 32: Entkopplung Wärmeproduktion und -nutzung durch Wärmespeicherung (Büro-Direkt o. Flex)

Erst durch die in 7.2.2 dargestellte Integration eines Wärmespeichers lässt sich ein BHKW mit einer thermischen Leistung von  $436 \text{ kW}_{\text{th}}$  und einer Vollbenutzungszahl von  $3.416 \text{ h/a}$  realisieren. Dieses soll wärmegeführt unter Berücksichtigung des Strompreises (Direkt o. Flex) betrieben werden. Auf Grund der Wärmebedarfsstruktur ist eine Betriebsweise mit  $5.500$  Vollbenutzungszahlen hier nicht zu erreichen (siehe Abbildung 32). Auch bei dieser Variante sind große Speichervolumina erforderlich.

Tabelle 19: Wärmespeicherauslegung Büro Direkt o. Flex

	<b>Büro-Direkt o. Flex</b> <b>BHKW <math>P_{\text{th}} = 436 \text{ kW}</math>, <math>\eta_{\text{th}} = 50,7\text{Prozent}</math> (1)</b>	<b>q=Wärme</b> <b>d= Dichte</b> <b>V= Volumen</b>
<b>Maximaler Speicherbedarf</b>	q = 5574 (kW)	
	q = 20065359 (kJ)	
<b>Volumen des Wärmespeichers</b>	Wasser, d = 1000 kg/m <sup>3</sup>	V = 160 m <sup>3</sup>
	Beton, d = 2240 kg/m <sup>3</sup>	V = 299 m <sup>3</sup>
	Mineralöle, d = 800 kg/m <sup>3</sup>	V = 393 m <sup>3</sup>
	Paraffine, d = 787 kg/m <sup>3</sup>	V = 77 m <sup>3</sup>
	Salzhydrate, d = 1460 kg/m <sup>3</sup>	V = 42 m <sup>3</sup>

Im vollflexiblen Betrieb (Direkt m. Flex) wird die Wärmeproduktion durch eine weitere Vergrößerung des Wärmespeichers nochmals verlagert. Die Zahl der Vollbenutzungszahlen sinkt hierbei auf  $2.480 \text{ h/a}$ , da die installierte Leistung auf  $600 \text{ kW}_{\text{th}}$  erhöht wird (siehe Abbildung 33).

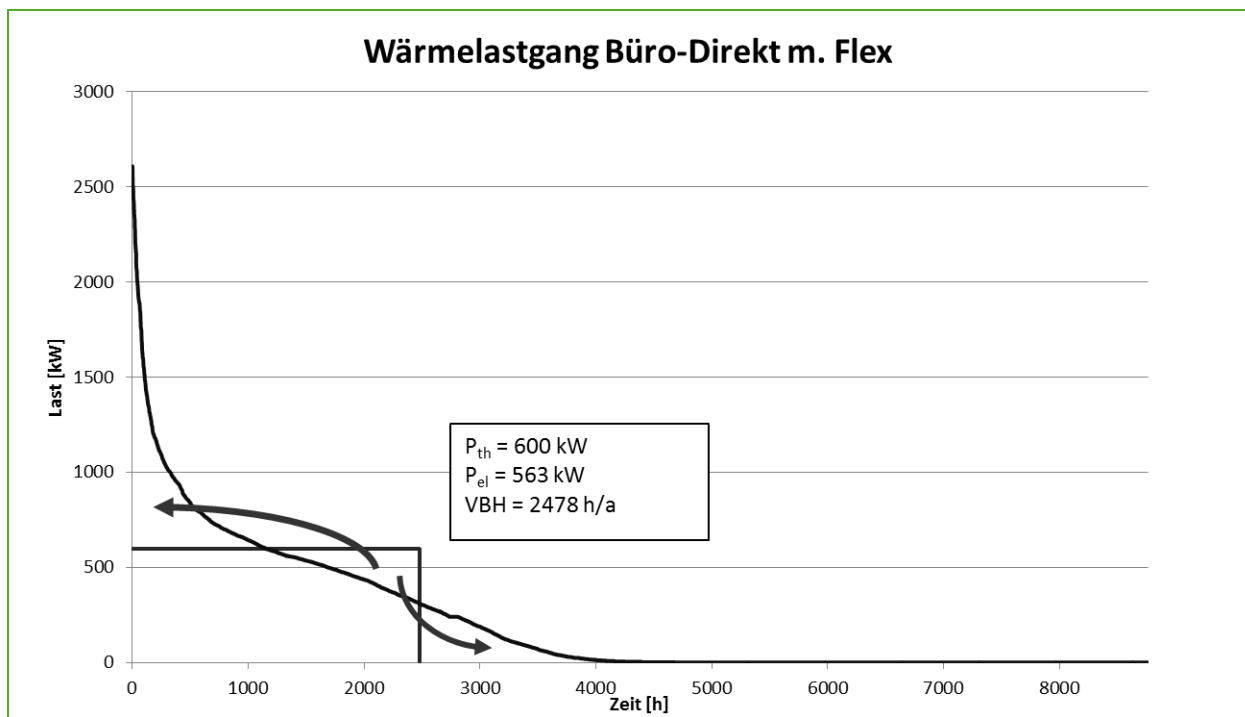


Abbildung 33: Entkopplung Wärmeproduktion und -nutzung durch Wärmespeicherung (Büro-Direkt m. Flex)

Analog erhöhen sich auch hier die Speichervolumina. Im Vergleich zur Betriebsweise Direkt o. Flex fällt die notwendige Vergrößerung des Wärmespeichers jedoch maßvoll aus. Für den Wasserspeicher z. B. von 160 m<sup>3</sup> auf 202 m<sup>3</sup> (Tabelle 20).

Tabelle 20: Wärmespeicherdimensionierung Büro-Direkt m. Flex

	<b>Büro-Direkt m. Flex</b> <b>BHKW P<sub>th</sub> = 600 kW, η<sub>th</sub>=45,3Prozent (1)</b>	<b>q=Wärme</b> <b>d= Dichte</b> <b>V= Volumen</b>
<b>Maximaler Speicherbedarf</b>	q = 7080 (kW)	
	q = 25488000 (kJ)	
<b>Volumen des Wärmespeichers</b>	Wasser, d = 1000 kg/m <sup>3</sup>	V = 202 m <sup>3</sup>
	Beton, d = 2240 kg/m <sup>3</sup>	V = 380 m <sup>3</sup>
	Mineralöle, d = 800 kg/m <sup>3</sup>	V = 499 m <sup>3</sup>
	Paraffine, d = 787 kg/m <sup>3</sup>	V = 98 m <sup>3</sup>
	Salzhydrate, d = 1460 kg/m <sup>3</sup>	V = 54 m <sup>3</sup>

Berücksichtigt man den Aufwand für Aufbau, Einbindung und Betrieb, der bei beiden Speichervarianten ähnlich ist, sollte in der hier betrachteten Konstellation die Variante „Büro-Direkt m. Flex“ bevorzugt werden, da sie über die höheren Potenziale hinsichtlich der flexiblen Stromerzeugung verfügt.



### Wärmebedarfsdeckung Modellfall Fernwärme.

Fernwärmenetze bieten in der Regel schon gute Voraussetzungen für den KWK-Betrieb. Eine rein wärmegeführte Auslegung ohne Wärmespeicher für das Fernwärmenetz zeigt die folgende Abbildung:

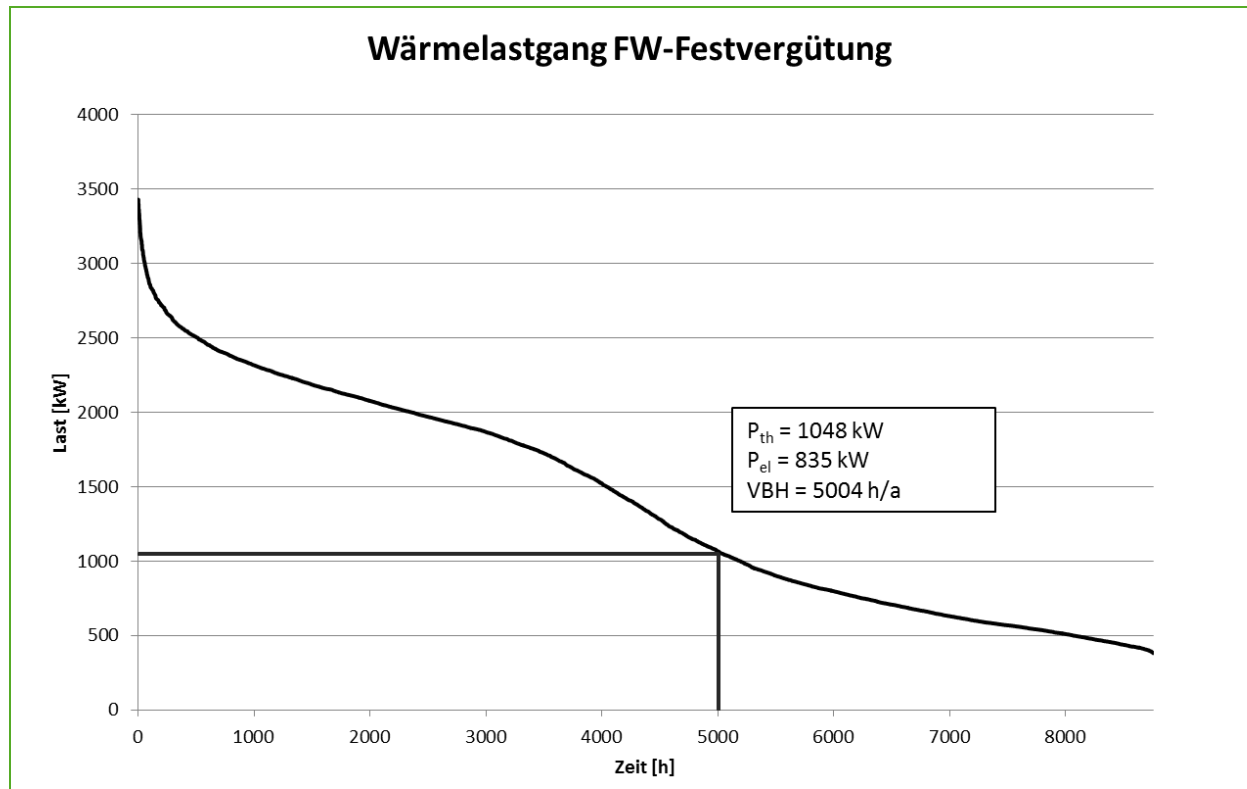


Abbildung 34: Konventionelle BHKW-Auslegung (FW-Festvergütung)

Durch die für Fernwärmenetze charakteristische hohe Grundlast ist hier auch ohne Wärmespeicher ein BHKW mit einer thermischen Leistung von 1.048 kW<sub>el</sub> bei über 5.000 Vollbenutzungsstunden möglich.

Aber auch unter diesen Bedingungen kann durch die Integration bzw. durch die Vergrößerung des Wärmespeichers eine deutliche Entkoppelung von Wärmeproduktion im BHKW und dem vorliegenden Wärmebedarf erzielt werden.

Die erste „Ausbaustufe“ mit Wärmespeicher kommt analog zu den bisherigen Fällen in der wärmegeführten Betriebsweise unter Berücksichtigung des Strompreises (Direkt o. Flex) zum Tragen. Hier ist nahezu eine Verdopplung der thermischen Leistung möglich.

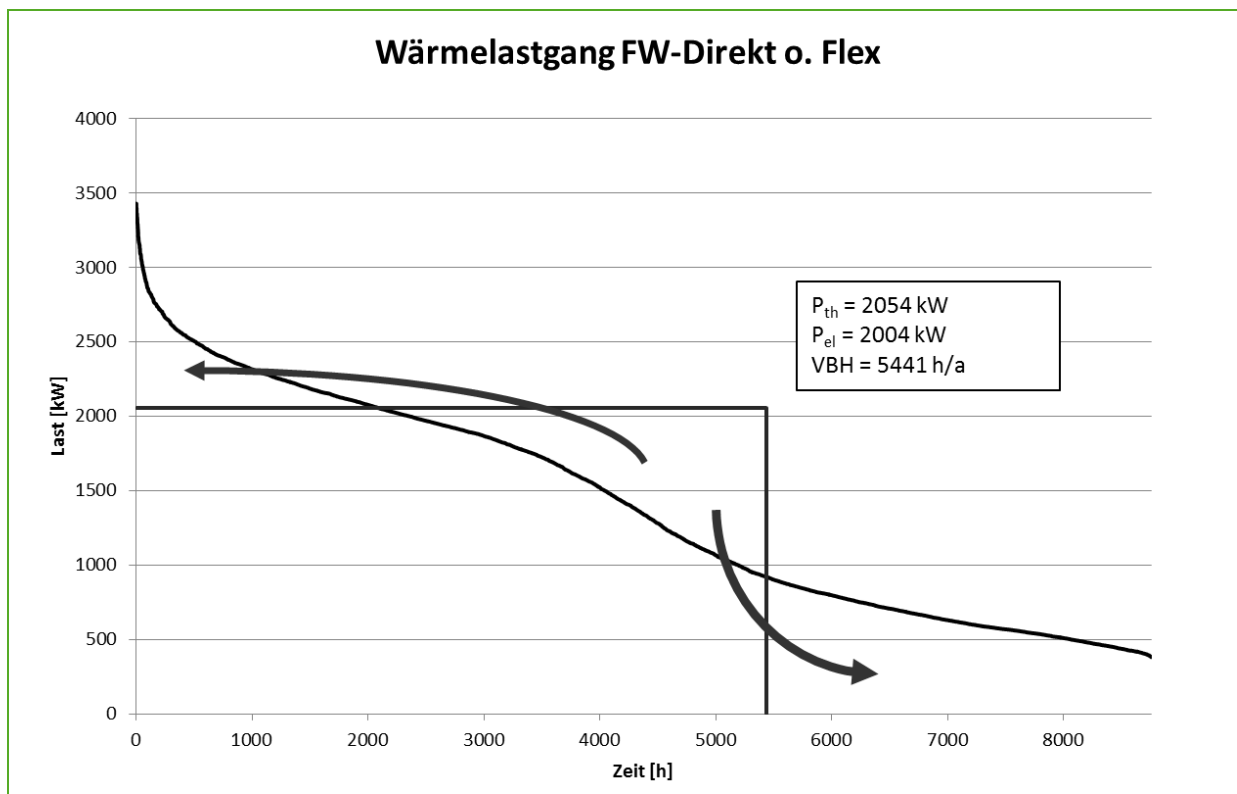


Abbildung 35: Entkopplung Wärmeproduktion und -nutzung durch Wärmespeicherung (FW-Direkt o. Flex)

Dass die Zahl der Vollbenutzungsstunden zwischen den ersten beiden Varianten für die Fernwärme um über 400 h abweicht, liegt daran, dass keine fiktiven BHKW-Größen berücksichtigt wurden, die exakt auf die gewünschte Zahl von 5.500 Vollbenutzungsstunden ausgelegt wurden. Die real auf dem Markt verfügbaren Module erzwingen hier eine gewisse Abweichung.

Tabelle 21: Wärmespeicherauslegung FW-Direkt o. Flex

	<b>FW-Direkt o. Flex</b> <b>BHKW <math>P_{th} = 2054 \text{ kW}</math>, <math>\eta_{th} = 44,4\text{Prozent (1)}</math></b>	<b>q=Wärme</b> <b>d= Dichte</b> <b>V= Volumen</b>
<b>Maximaler Speicherbedarf</b>	q = 15615 (kW)	
	q = 5621636 (kJ)	
<b>Volumen des Wärmespeichers</b>	Wasser, d = 1000 kg/m <sup>3</sup>	V = 446 m <sup>3</sup>
	Beton, d = 2240 kg/m <sup>3</sup>	V = 837 m <sup>3</sup>
	Mineralöle, d = 800 kg/m <sup>3</sup>	V = 1100 m <sup>3</sup>
	Paraffine, d = 787 kg/m <sup>3</sup>	V = 216 m <sup>3</sup>
	Salzhydrate, d = 1460 kg/m <sup>3</sup>	V = 118 m <sup>3</sup>

Die weitere Vergrößerung des Wärmespeichers für den vollflexiblen Betrieb (Direkt m. Flex) erlaubt die Installation eines BHKWs mit einer thermischen Leistung von 3,8 MW<sub>th</sub>. Dementsprechend sinkt die Zahl der Vollbenutzungsstunden auf 2.870. Abbildung 36 zeigt dabei die große Effektivität des Wärmespeichers in dieser Betriebsweise. Er ermöglicht, ca. ein Drittel der Wärmenutzung vom direkten BHKW-Betrieb zu entkoppeln.

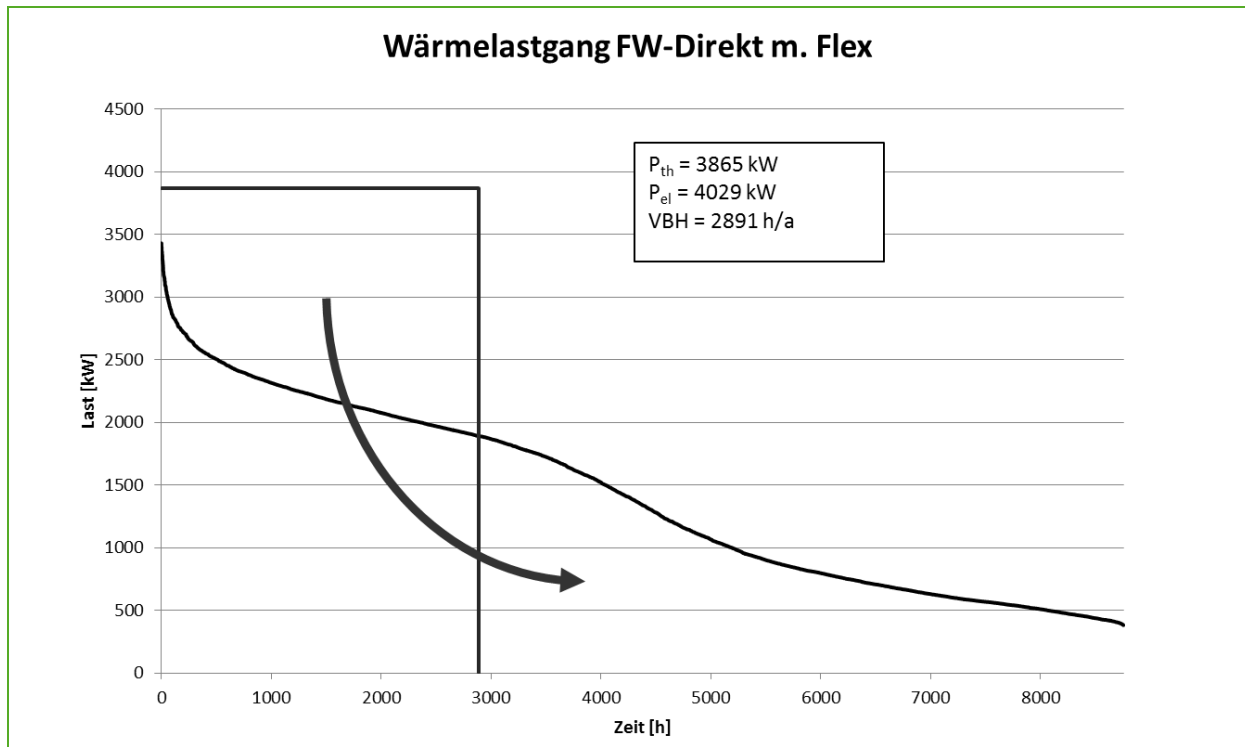


Abbildung 36: Entkopplung Wärmeproduktion und -nutzung durch Wärmespeicherung (FW-Direkt m. Flex)

Tabelle 22: Wärmespeicherauslegung FW Direkt m. Flex

	<b>FW-Direkt m. Flex</b> <b>BHKW P<sub>th</sub> = 3865 kW, η<sub>th</sub> = 42,6Prozent (1)</b>	<b>q= Wärme</b> <b>d= Dichte</b> <b>V= Volumen</b>
<b>Maximaler Speicherbedarf</b>	q = 29311 (kW)	
	q = 105521561 (kJ)	
<b>Volumen des Wärmespeichers</b>	Wasser, d = 1000 kg/m <sup>3</sup>	V = 837 m <sup>3</sup>
	Beton, d = 2240 kg/m <sup>3</sup>	V = 1570 m <sup>3</sup>
	Mineralöle, d = 800 kg/m <sup>3</sup>	V = 2064 m <sup>3</sup>
	Paraffine, d = 787 kg/m <sup>3</sup>	V = 406 m <sup>3</sup>
	Salzhydrate, d = 1460 kg/m <sup>3</sup>	V = 221 m <sup>3</sup>

Tabelle 21 und Tabelle 22 verdeutlichen, dass für die flexibilisierten Varianten Wasserspeicher mit Volumen von 446 m<sup>3</sup> bzw. 837m<sup>3</sup> notwendig sind. Auch wenn diese Dimensionen sehr groß erscheinen, sind solche Speichergrößen für diesen Einsatzzweck nicht unüblich, da in Fernwärmenetzen teilweise Speicher von über 10.000 m<sup>3</sup> eingesetzt werden.

## 9.4 Rahmendaten der Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Die Angabe von Investitionskosten sowie betriebsgebundener, verbrauchsgebundener sowie sonstiger Kosten können im Einzelfall stark variieren. Konkrete Kostenangaben sind daher nur in einem definierten Rahmen hinreichend aussagekräftig.

Nachfolgend werden folgende Annahmen getroffen:

- Wärmebereitstellung erfolgt in Form eines Wärmeliefer-Contractings
- Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, wird der erforderliche Wärmeerlös [€/kWh<sub>th</sub>] für die festgelegte Verzinsung des Gesamtkapitals gewählt.

Die Kosten sind an der in VDI 2067 Blatt 1 vorgegebenen Struktur in

- Kapitalgebundene Kosten (VDI 2067 Blatt 1 Nr. 7.1)
- Verbrauchsgebundene Kosten (VDI 2067 Blatt 1 Nr. 7.2)
- Betriebsgebundene Kosten (VDI 2067 Blatt 1 Nr. 7.3)
- Sonstige Kosten (VDI 2067 Blatt 1 Nr. 7.4)

untergliedert.

### 9.4.1 Kapitalgebundene Kosten.

Die Investitionen werden über einen Betrachtungszeitraum von zehn Jahren untersucht. Die Gesamtkapitalrendite beläuft sich insgesamt auf 7,5 Prozent, wobei eine Fremdkapitalverzinsung in Höhe von 5 Prozent mit einem Anteil von 75 Prozent und eine Eigenkapitalverzinsung von 15 Prozent mit einem Anteil von 25 Prozent zugrunde gelegt wurde. Den BHKWs wird eine Betriebszeit von 55.000 VBH bis zur Generalüberholung (große Revision) oder einer entsprechenden Neuinvestition unterstellt. Des Weiteren wird den BHKWs am Ende des Betrachtungszeitraums entsprechend der Laufzeit ein Restwert unterstellt. Dieser Restwert wird in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation mit Abschlägen für den Rückbau berücksichtigt. Im Ergebnis werden Wärmepreise in Abhängigkeit der unterschiedlichen Betriebskonzepte miteinander verglichen.

#### Aufstellraum.

Bezüglich des Aufstellraums wird für die BHKW eine gebäudeintegrierte Aufstellung bei vorhandener Heizzentrale angenommen. Die Miete für den beanspruchten Raum (vgl. 7.8) ist unter den betriebsgebundenen Kosten verrechnet. Für BHKWs über 2 MW wurde eine Containerlösung mit entsprechenden Investitionen unterstellt.

### BHKW-Kosten.

Die Kosten für das BHKW sind den Annahmen aus ASUE-BHKW-Kenndaten 2011 entnommen. Diese beinhalten neben dem Motor mit Generator alle notwendigen Sicherheits- und MSR-Einrichtungen sowie Überwachungen, Wärmetauscher, Gasdruckregelstrecke, Startvorrichtung und Leistungsregelung des Moduls. Darüber hinaus sind auch Kosten für Schalldämpfung, Katalysator, Schaltschrank sowie Be- und Entlüftung, Transport, Montage sowie Inbetriebnahme enthalten. Die Kostenfunktion ist in Abbildung 37 dargestellt.

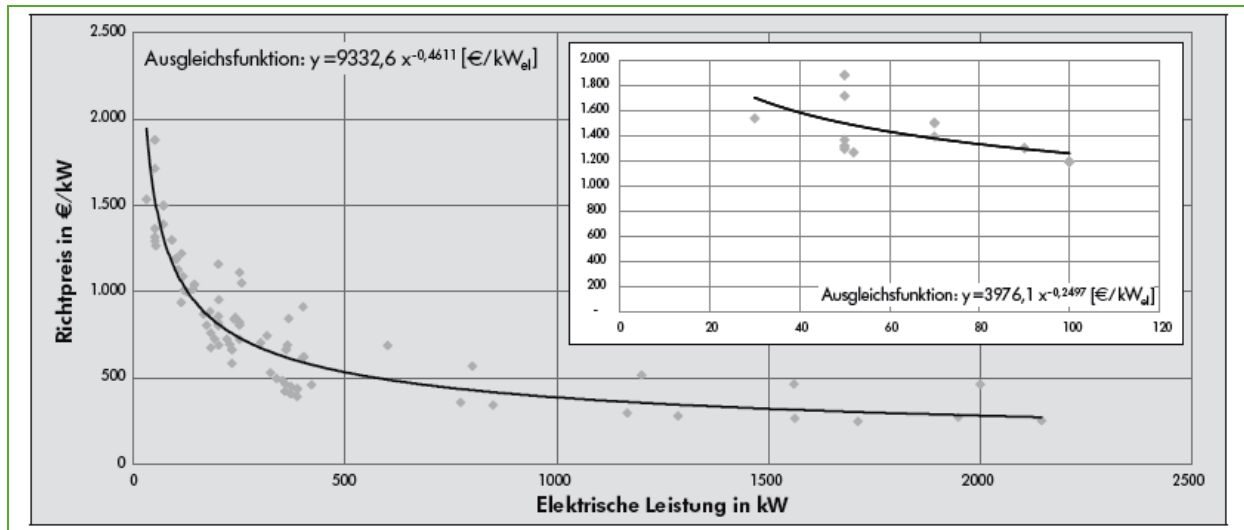


Abbildung 37: Richtpreise für BHKW (ASUE-BHKW-Kenndaten 2011)

### Gasanschluss.

Die BHKWs müssen neben einem Stromanschluss auch über einen Gasnetzanschluss zur Brennstoffversorgung verfügen. Ein vorhandener Gasnetzanschluss muss auf ausreichende Kapazität geprüft und ggf. erweitert werden. Hier gilt es auch, das Messkonzept rechtzeitig zu entwickeln und bei Anschluss an das Gasnetz zu berücksichtigen. In den vorliegenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass ein Gasnetz vorhanden ist und das Objekt schon mit Gas versorgt wird. Zu prüfen gilt es dennoch, ob ein Baukostenzuschuss für den Ausbau des allgemeinen Netzes im Zuge der Anschlusserrstellung bzw. -erweiterung zu leisten ist. Grundsätzlich kann der Baukostenzuschuss bei einer Leistungserhöhung durch den Netzbetreiber erneut erhoben werden. Die Kosten für den Anschluss der BHKWs wurden durch Auswertung von Kostendaten aus realen BHKW-Projekten und entsprechender Anpassung auf die vorgestellten BHKW-Größen bestimmt und in die Erschließungskosten eingerechnet. Auf eine detaillierte Darstellung soll hier aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet werden. Da die Kosten für einen Gasnetzanschluss je nach Projekt stark variieren können, sind gewisse Abweichungen unvermeidbar. Eine genaue Prüfung ist daher für jedes Projekt erforderlich.

Die notwendige Anlagentechnik für die Anpassung des Gasdrucks für den BHKW-Betrieb wird durch den BHKW-Hersteller vorgesehen. Die Kosten dafür werden den BHKW-Kosten zugerechnet (ASUE 2011).

### **Stromanschluss.**

In den nachfolgenden Betrachtungen wird eine Stromeinspeisung bis zu einer BHKW-Größe von 250 kW<sub>el</sub> auf Niederspannungsebene angenommen. Größeren BHKWs wird eine Einspeisung in die Mittelspannungsnetzebene mit den dazugehörigen Investitionen in Netzanschluss, Netzanschlussleitung, Transformator etc. unterstellt. Die Kosten sind analog zum Gasanschluss stark von den Gegebenheiten vor Ort (z. B. Entfernung von Netzanschlusspunkt) und der geplanten Einspeiseleistung abhängig. Darüber hinaus gilt es zu prüfen, in wie weit sich Synergien mit einem vorhandenen Netzanschluss nutzen lassen. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden auch hier Projektdaten aus der Praxis herangezogen, skaliert und in die Erschließungskosten eingerechnet.

### **Einbindung Heizzentrale.**

Bei den BHKW-Modulen mit einer elektrischen Leistung von unter 2 MW<sub>el</sub> wird eine Aufstellung in einer vorhandenen Heizzentrale vorausgesetzt. Die Einbindung muss individuell an den Standort angepasst werden, um eine effiziente Betriebsweise sicherzustellen. Aufgrund dessen sollte Fachpersonal zu Rate gezogen werden. Die Einbindung wurde deshalb ebenfalls auf Basis realer Kostendaten und Erfahrungen aus der Branche in der Kalkulation berücksichtigt.

### **Wärmespeicherkosten.**

Auf Grundlage der in Abschnitt 7.5 vorgestellten Kenndaten zum Thema Wärmespeicher, wurde ein Speicher mit dem Medium Wasser unterstellt. Es ist zu erwarten, dass dieses Konzept am häufigsten zur Anwendung kommt. Dennoch werden nachfolgend die Investitionskosten für beide Speicherkonzepte vorgestellt.

### **Investitionskosten Warmwasserspeicher.**

Die Investitionskosten für Wärmespeicher variieren in Abhängigkeit ihrer Kapazität, Materialien, Speichermedien und Lieferanten. Die Auswertung verschiedener Angebote und Quellen für Wasserspeicher ergibt einen Durchschnittspreis von 560 Euro/m<sup>3</sup>, der auch bei den weiteren Berechnungen zugrunde gelegt wird.

### **Investitionskosten Latentwärmespeicher.**

Das Design von Latentwärmespeichern ist deutlich komplexer als bei Warmwasserspeichern; darüber hinaus gibt es wenige belastbare Quellen zu den Kosten. Für die im Folgenden zum Vergleich aufgeführten Salzhydratspeicher konnte ein Investitionspreis von ca. 18.088 Euro/m<sup>3</sup> ermittelt werden (Askill 2010).

Tabelle 23: Investitionskosten für die Speicher der Modellfälle

Speicher- medium	Modellfall	Variante	Spez. Investitions- kosten	Erforderliche Speicher- kapazität	Investitions- kosten Speicher [€]
Wasser	KKH	Direkt o. Flex	560 €/m <sup>3</sup>	146	82.094
		Direkt m. Flex		249	139.829
	Büro	Direkt o. Flex		175	98.097
		Direkt m. Flex		222	124.607
	FW	Direkt o. Flex		490	274.831
		Direkt m. Flex		921	515.883
Salzhydrate	KKH	Direkt o. Flex	18.088 €/m <sup>3</sup>	39	698.654
		Direkt m. Flex		66	1.189.982
	Büro	Direkt o. Flex		46	834.833
		Direkt m. Flex		59	1.060.446
	FW	Direkt o. Flex		129	2.338.891
		Direkt m. Flex		242	4.390.298

#### Planungskosten und Unvorhergesehenes.

Für die Planung und Auslegung der jeweils gesamten BHKW-Anlage inklusive aller genannten Posten werden 15 Prozent der Investitionskosten veranschlagt. Diese enthalten jedoch auch mögliche Kosten für unvorhergesehene, weiterhin notwendige Investitionen, die im Laufe einer Projektumsetzung auftreten könnten.

#### Rückbaukosten.

Die notwendigen Rückbaukosten nach Ende des Betrachtungszeitraums werden in Höhe von zwei Prozent der Investitionssumme (ohne Planungskosten) in die Berechnung mit einbezogen.

#### 9.4.2 Verbrauchsgebundene Kosten.

Unter verbrauchsgebundene Kosten fallen zum einen die Brennstoffkosten (Biomethan), zum anderen die Strombezugskosten für den Anlagenbetrieb an. Des Weiteren sind hier die zusammengefassten Betriebskosten der Wärmespeicher aufgeführt (Holzhammer; Herr; Nelles 2012; Holzhammer & Grope 2012).

#### Brennstoffbezug.

Der zwischen dem Contractor und dem Biomethanhändler verhandelte Biomethanpreis kann unterschiedlich ausgestaltet sein (vgl. Abschnitt 4.3). Für die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

wird vereinfacht ein Biomethanpreis in Höhe von 7,4 ct/kWh<sub>HS</sub> zu Grunde gelegt. Die Energiesteuer von 5,5 €/MWh<sub>HS</sub> wird nicht betriebswirtschaftlich berücksichtigt, da eine Rückerstattung gemäß Energiesteuergesetz erfolgen kann (vgl. 8.2) und somit kein direkter Einfluss gegeben ist.

Die Konzessionsabgabe entfällt ebenfalls, da die Biomethanabnahme in allen untersuchten Fällen eine Jahresmenge von 5.000 MWh<sub>HS</sub> übersteigt.

Allen BHKWs wird zudem aus den in Abschnitt 8.1 genannten Gründen ein Gasbezug mit registrierender Leistungsmessung ohne Tagesband unterstellt. Daher findet die Regel- und Ausgleichsenergieumlage in den Berechnungen ebenfalls keine Berücksichtigung.

Darüber hinaus fallen für die Entnahme von Biomethan aus dem Gasnetz Netzentgelte (Drewag Netz GmbH 2013) an. In der Regel sind hierfür ein Arbeits- und ein Leistungspreis zu entrichten. Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung sind ebenfalls berücksichtigt. Da die bedarfsorientierte Stromerzeugung mit größeren BHKWs und deren entsprechend gesteigerter Brennstoffleistung einhergeht, fallen die Leistungskomponente und damit die spezifischen Entgelte für die Nutzung des Gasnetzes höher aus als im wärmegeführten Betrieb. Zur Berechnung der jeweils fälligen Netzentgelte wird in der Wirtschaftlichkeitsanalyse auf das Preisblatt der DREWAG Netz GmbH zurückgegriffen.

### **Strombezug.**

Die Strombezugskosten lassen sich untergliedern in einen zu entrichtenden Leistungs- und Arbeitspreis sowie Kosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung. Für die Leistungskomponente werden 7 €/kW<sub>el</sub>, für den Arbeitspreis 14,5 ct/kWh<sub>el</sub> und für die weiteren Kosten 1.500 €/a angesetzt. Im Betriebsfall mit ca. 5.500 VBH ist für das BHKW ein Eigenstrombedarf von drei Prozent anzusetzen. Dem Strombezug wurde eine jährliche Preissteigerung von einem Prozent unterstellt.

Mit Ausrichtung der Betriebsweise auf eine bedarfsorientierte Stromerzeugung ist hingegen mit einem höheren absoluten Eigenstrombedarf zu rechnen. Die erhöhte Strommenge hat im Wesentlichen ihre Ursache im Strombedarf während der Stillstandszeiten, die im Betriebsfall „Direkt m. Flex“ länger ausfallen. Der höhere absolute Stand-by-Verbrauch während des Betrachtungszeitraums sowie der Strombedarf für die möglicherweise notwendige elektrische Warmhaltung während dieser Stand-by-Phasen sind als Ursachen zu nennen.

Darüber hinaus ist durch die betriebswirtschaftliche Kalkulation zu beachten, dass sich die Ausrichtung des Betriebskonzepts auf eine bedarfsorientierte Stromerzeugung auch auf die spezifischen Strombezugskosten negativ auswirkt. Aufgrund der Erhöhung der elektrischen BHKW-Leistung stellt sich eine höhere maximale Bezugsleistung ein, die sich in Kombination mit den absoluten Strombezugsmengen durch die Netznutzungsentgelte in höheren spezifischen Strombezugskosten widerspiegelt. Dadurch, dass die Stromerzeugung primär in Zeiten hohen Strombedarfs (und hoher Strompreise) erfolgt, verschiebt sich auch der Strombezug stärker in diese Strom-Hochpreiszeiten. Dieser Effekt führt zu einer weiteren Erhöhung der spezifischen Strombezugskosten.

Gegenüber einem Grundlastbetrieb sind die erhöhten Strombezugskosten einer bedarfsorientierten Stromproduktion (Strommenge und spezifische Kosten) zu berücksichtigen. Die vorgestellten Ergebnisse beinhalten diesen Sachverhalt.



**Wärmespeicher.**

Bei den Betriebs- und Wartungskosten werden Verbrauchskosten, Strom- bzw. Energiekosten, die für den Betrieb von Pumpen etc. anfallen, sowie weitere Betriebskosten zusammen betrachtet. Zu den Verbrauchs- und sonstigen Betriebskosten gehören die Kosten für die Speichermedien, für Wartung und Reparatur und für Personal. Die Verluste über die Wärmespeicherfläche bleiben unberücksichtigt. Deren Auswirkungen auf die betriebswirtschaftliche Betrachtung wird als gering eingestuft.

**Betriebskosten Warmwasserspeicher.**

In der betriebswirtschaftlichen Betrachtung werden die Betriebskosten für das Speichermedium Wasser genutzt. Zum Vergleich werden allerdings auch die Betriebskosten für den Salzhydratspeicher dargestellt.

Auf Basis von „Innovative thermische Energie Speicher als Neuartige Wärmespeicher“ (Leitner 2013) fallen für den Betrieb eines Warmwasserspeichers die folgenden Kosten bezogen auf die Speicherkapazität an:

Strom-/Energiekosten	0,031€ pro kWh/a
Sonstige Betriebskosten	0,1 € pro kWh/a
Wartungskosten	0,03 € pro kWh/a

Tabelle 24: Betriebskosten Wasserspeicher

	Betriebskosten	€/kWh	KKH	Büro	FW
<b>Direkt o. Flex</b>	Speicherkapazität [kWh]		5.131	6.131	17.177
	Energiekosten [€/a]	0,031	159	190	532
	Sonstige Betriebskosten [€/a]	0,1	513	613	1.718
	Wartungskosten [€/a]	0,03	154	184	515
	Summe [€/a]		826	987	2.766
<b>Direkt m. Flex</b>	Speicherkapazität [kWh]		8.739	7.788	32.243
	Energiekosten [€/a]	0,031	271	241	10.000
	Sonstige Betriebskosten [€/a]	0,1	874	779	3.224
	Wartungskosten [€/a]	0,03	262	234	967
	Summe [€/a]		1.407	1.253	5.191

### Betriebskosten Salzhydratspeicher.

Die Kosten für die Speicherung von Wärmeenergie mittels Salzhydraten kann mit  $12,20 \text{ €/m}^3$  und Jahr angesetzt werden. Hierin sind auch erforderliche Ersatzkosten für die verbrauchte Salzlösung berücksichtigt (Dincer & Rosen 2002).

Tabelle 25: Betriebskosten Salzhydratspeicher

	Betriebs- und Wartungskosten / $\text{m}^3$ und Jahr	Varianten	Speicherbedarf [ $\text{m}^3$ ]	Betriebskosten z1 [€/a]
KKH	12,20 €/m <sup>3</sup>	Direkt o. Flex	39	476
		Direkt m. Flex	66	805
		Direkt o. Flex	46	561
Büro		Direkt m. Flex	59	720
		Direkt o. Flex	129	1574
		Direkt m. Flex	242	2.952

### 9.4.3 Betriebsgebundene Kosten.

Betriebsgebundene Kosten berücksichtigen Kosten, die aus dem Betrieb der Anlage entstehen. Hierunter sind anzusetzende Mietkosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten für das BHKW, Pufferspeicher sowie die Bautechnik zu berücksichtigen. Ebenso fallen Personalkosten sowie Kosten für den Betrieb der Informations- und Kommunikationstechnologie an.

#### Mietkosten bzw. Kosten für Aufstellfläche.

Auf Basis der in Abschnitt 7.8 angegebenen Raumgrößen zwischen  $60$  und  $100 \text{ m}^2$  pro  $\text{MW}_{\text{th}}$  werden Mietkosten in Höhe von  $5 \text{ €/m}^2$  und Monat angesetzt. Ab einer Anlagenleistung von  $2 \text{ MW}_{\text{el}}$  wird eine Aufstellung in einem Containerkonzept unterstellt, da es als wahrscheinlich anzunehmen ist, dass die BHKWs größenbedingt nicht mehr im Heizungsraum integriert werden können. Hierfür wurden einmalig  $150 \text{ €/m}^2$  Kostenbeitrag für die Aufstellfläche berücksichtigt.

#### Wartungs- und Instandhaltungskosten

Die Wartungs- und Instandhaltungskosten für die BHKWs werden anhand der von ASUE ermittelten Kostenansätze einbezogen (ASUE 2011). Für den Zeitraum von zehn Jahren ist die Berücksichtigung einer großen Revision, die durch einen Vollwartungsvertrag abgedeckt werden kann, nicht erforderlich.

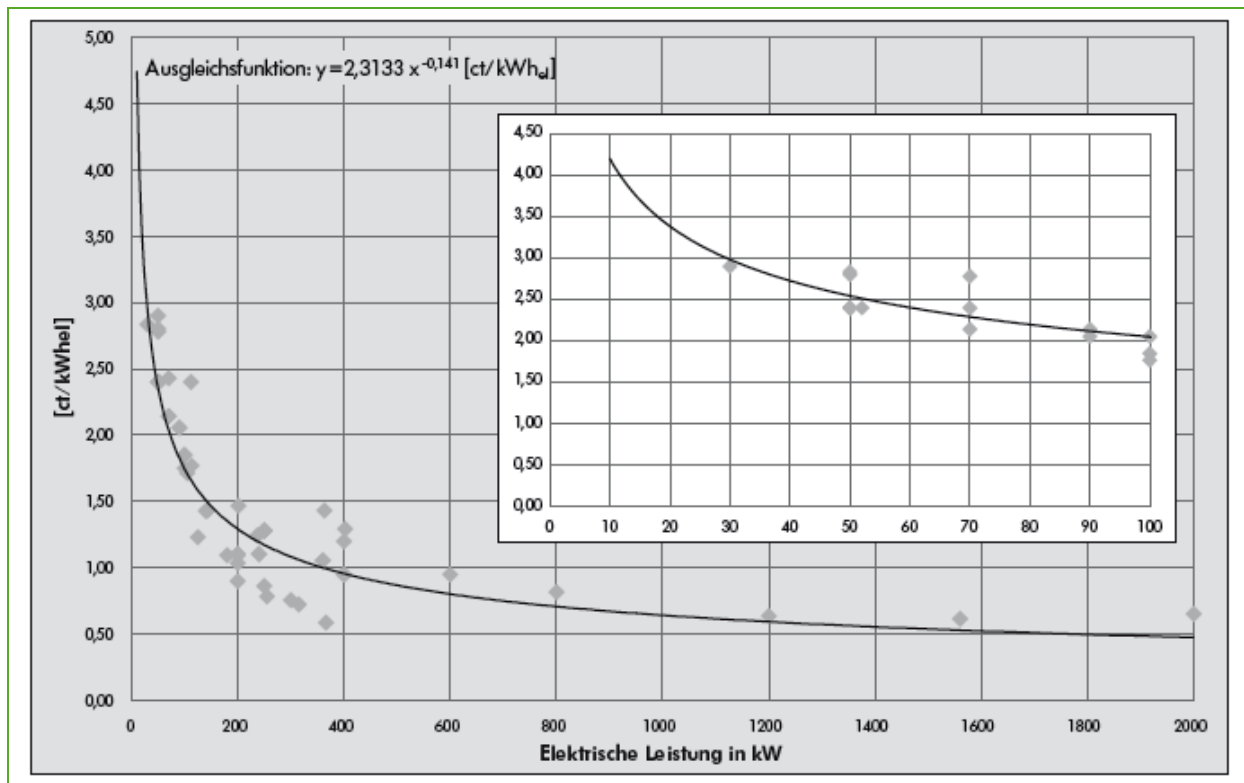


Abbildung 38: Wartungs- und Instandhaltungskosten Erdgas-BHKWs (ASUE 2011)

Die Wartungs- und Instandhaltungskosten orientieren sich an der BHKW-Größe und haben insgesamt einen degressiven Verlauf (siehe Abbildung 38). Während für kleine BHKWs unter 200 kW<sub>el</sub> Kosten von mehr als 1,5 ct/kWh<sub>el</sub> anfallen können, sinken diese bei Leistungsgrößen über 2.000 kW<sub>el</sub> auf einen Wert von etwa 0,75 ct/kWh<sub>el</sub>.

#### Personalaufwand.

Um einen gesicherten Betrieb einer Biomethan-KWK-Anlage zu gewährleisten, sollten Personalkosten zur Kontrolltätigkeit und Überwachung angesetzt werden. Hierbei werden – abhängig von der Anlagengröße – 4-6 Personenstunden je Woche mit 20 € je Personenstunde veranschlagt. Darüber hinaus ist bei den Konzepten mit Direktvermarktung von einem erhöhten Personalaufwand auszugehen, der in Kontrolltätigkeit sowie Kommunikation mit dem Stromhändler etc. begründet liegt. In erster Näherung wird von einem um 0,5 Stunden pro Tag erhöhten Personalaufwand gegenüber einem grundlastorientierten Standardbetrieb ausgegangen.

#### Kommunikation.

Um die Kommunikation mit einem Stromhändler sowie eine Fernwirktechnik (DSL, oder GSM) zu gewährleisten, werden Kosten in Höhe von 600 €/a in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vorgesehen.

#### 9.4.4 Sonstige Kosten.

Biomethanbetriebene BHKWs werden in der Regel gegen verschiedene Schadenseintritte versichert. Durch einen flexiblen Anlagenbetrieb könnten gegenüber einem Grundlastbetrieb erhöhte Risiken resultieren, die durch die Versicherung abgedeckt werden müssen. Daher könnten Versicherer geneigt sein, bei einem flexiblen Anlagenbetrieb eine erhöhte Versicherungsprämie einzufordern. Aus der Branche ist jedoch zu entnehmen, dass sich derzeit die prozentuale Höhe der Versicherungsprämie von Grundlastbetrieb und bedarfsorientiertem Betrieb nicht voneinander unterscheiden. Darüber hinaus sind auch Verwaltungs- und Schulungskosten zu berücksichtigen. Insgesamt werden für sonstige Kosten 1,4 Prozent der Investitionssumme angenommen.

#### 9.4.5 Erlösstruktur.

##### Stromerlöse.

Die Stromerlöse, welche aus dem Betrieb von Biomethan-BHKWs erzielt werden können, weisen je nach Betriebsweise und Fördermechanismus unterschiedliche Erlösbestandteile auf. Findet die Stromproduktion unabhängig vom Strombedarf bzw. dem Strompreis an der Börse statt (vgl. 9.2), wird für den produzierten Strom die Festpreisvergütung gewählt.

In den Varianten mit Direktvermarktung werden die Erlöse auf dem Strommarkt über die gesetzlich geregelte Vergütung der Marktprämie (vgl. 5.5.4) erzielt. Im vollflexiblen wärme- und stromgeführten Betrieb kommt ergänzend die Flexibilitätsprämie hinzu. Zusätzliche Erlöschancen über die Bereitstellung von Regelleistung existieren zwar grundsätzlich, werden aber in der vorliegenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht berücksichtigt.

Es wird die für KWK-Anlagen im EEG 2012 am Markt übliche Biomethanqualität mit Berechtigung zum Bezug der Grundvergütung, Einsatzstoffklassenbonus entsprechend 100 Prozent Einsatzstoffvergütungsklasse (ESVK) I sowie 3 Cent/kWh<sub>HS</sub> Gasaufbereitungsbonus zugrunde gelegt. Es wurde von einer Inbetriebnahme im Jahr 2013 ausgegangen.

##### Stromerlöse über die Festpreisvergütung.

Für die rein wärmegeführte Fahrweise wird die EEG-Festvergütung mit den in Abschnitt 5.3 aufgeführten Boni unterstellt.

##### Vermarktungserlöse in der Direktvermarktung.

Die Direktvermarktung des produzierten Stroms gibt Betreibern von Biomethan-BHKWs die Möglichkeit, zusätzliche Erlöse im Vergleich zur festen EEG-Vergütung zu generieren. Die Höhe der Erlöse hängt dabei zum einen von der Vermarktungsstrategie und der Flexibilität der Stromerzeugungsanlage selbst ab. Die Frage ist, ob es gelingt, den Strom gezielt zu Hochpreiszeiten zu vermarkten. Zum anderen sind die erzielbaren, zusätzlichen Erlöse am Strommarkt im Vergleich zur Grundlastzeugung stark abhängig vom Preisunterschied zwischen den einzelnen Stromblöcken bzw. -produkten im Tagesverlauf.

Die Day-Ahead-Auktion der Strombörse EPEX Spot SE handelt an jedem Tag im Jahr bis 12.00 Uhr Strom für den nächsten Tag. Es handelt sich um Einzelangebote für jede der 24 Stunden des folgenden Tages oder Blockaufträge (kombinierte Einzelkontraktgebote mit mindestens zwei Stunden des Tages, die in

ihrer Ausführung voneinander abhängen). EPEX-Intraday-Handel stellt einen sehr kurzfristigen Handel dar, der es ermöglicht, an jedem Tag im Jahr Strom in einzelnen Stunden oder Stundenblöcken bis zu 45 Minuten vor Lieferbeginn zu handeln. Seit Dezember 2011 ist auch der Handel von 15-Minuten-Kontrakten möglich. Ab 15.00 Uhr des laufenden Tages können alle Stunden für den nächsten Tag gehandelt werden. Wie bei der EPEX-Day-Ahead-Auktion können Einzelstundenorders, standardisierte Blockgebote oder benutzerdefinierte Blöcke aus mehreren aufeinander folgenden Stunden gebildet werden.

Je nachdem, inwieweit es gelingt, die Stromproduktion nach dem Strompreis auszurichten und Strom in den Blöcken mit den höchsten Preisen zu produzieren, sind unterschiedliche Zusatzerlöse im Vergleich zur Grundlastproduktion möglich.

Die Preisunterschiede der durchschnittlich teuersten Stunden zum Tagesdurchschnittspreis (Base-Load) im Jahr 2012 liegen in einer Bandbreite von 0,1 ct/kWh<sub>el</sub> bis über 2 ct/kWh<sub>el</sub> (siehe Abbildung 39). Die möglichen theoretischen Mehrerlöse sind stark von der Flexibilität abhängig. Beispielsweise wären im Jahr 2012 bei einer durchschnittlichen täglichen Stromerzeugung von acht Stunden und einer Verlagerung dieser Produktion auf die jeweils acht teuersten Stunden des Tages Mehrerlöse in Höhe von 1,2 ct/kWh<sub>el</sub> realisierbar gewesen.

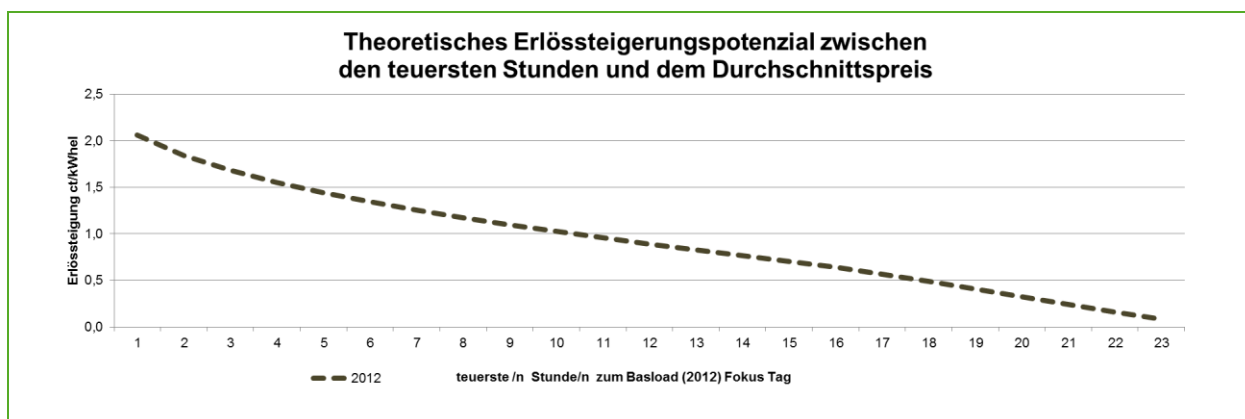


Abbildung 39: Theoretisches Erlössteigerungspotenzial 2012 in Abhängigkeit der Verlagerung von Stromproduktion auf die teuersten Stunden (ohne Prognosefehler)

Auf Basis der realen Erlössteigerungspotenziale für das Jahr 2012 werden für alle Modellfälle, die je nach Betriebsweise maximal möglichen Zusatzerlöse ermittelt. Die angegebenen Werte sind theoretische Werte und müssen in der Realität um Prognosefehler und Verfügbarkeit der Technik reduziert werden. Der Stromhändler fordert ebenfalls für seine Tätigkeit, den Strom an der Börse zu handeln und die Prognosen zu erstellen, einen gewissen Teil der Zusatzerlöse ein. In der Regel wird dieser prozentual berücksichtigt (z. B. 40 Prozent Abschlag für den Stromhändler) und beinhaltet bereits einen Prognosefehler. Durch diese Regelung bleibt ein hoher Anreiz zur Erlösoptimierung bei Stromhändler und Anlagenbetreiber erhalten.

Für den **wärmegeführten Betrieb unter Berücksichtigung des Strompreises (Direkt o. Flex)** ergeben sich die in Tabelle 26 aufgeführten, theoretischen maximalen Zusatzerlöse.

Tabelle 26: Zusatzerlöse durch optimierte Vermarktung für die Betriebsweise Direkt o. Flex (Strompreise 2012)

	KKH	Büro	FW
<b>Maximale Zusatzerlöse</b>	0,43 ct/kWh	0,28 ct/kWh	0,39 ct/kWh
<b>Zusatzerlöse inkl. 40 Prozent Abschlag</b>	0,26 ct/kWh	0,17 ct/kWh	0,23 ct/kWh

Für den **wärme- und stromgeführten Betrieb (Direkt m. Flex)** ergeben sich die dargestellten theoretischen maximalen Zusatzerlöse. Da in dieser Betriebsweise eine größere Flexibilität besteht, um auf Preisentwicklungen zu reagieren, sind die Mehrerlöse höher als im vorangegangenen Fall.

Tabelle 27: Zusatzerlöse durch optimierte Vermarktung für die Betriebsweise Direkt m. Flex (Strompreise 2012)

	KKH	Büro	FW
<b>Maximale Zusatzerlöse</b>	1,19 ct/kWh	0,81 ct/kWh	1,08 ct/kWh
<b>Zusatzerlöse inkl. 40 Prozent Abschlag</b>	0,71 ct/kWh	0,48 ct/kWh	0,65 ct/kWh

In der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die maximalen Zusatzerlöse aus der Direktvermarktung des Stroms mit 40 Prozent Abschlag wie in der Tabelle zugrunde gelegt.

Für die Vermarktung (Handelsanbindung, Börsenzugang, 7/24 Service usw.) werden in nachfolgenden Berechnungen zusätzlich zur 40-prozentigen Erlösbeteiligung, 0,125 ct/kWh<sub>el</sub> für den Dienstleister veranschlagt.

Den Strompreisen an der Börse wird zudem eine jährliche Preissteigerung von 0,5 Prozent unterstellt. Da sich diese Preissteigerung bei niedrigen Strompreisen absolut gesehen geringer auswirkt als bei höheren Strompreisen, fließt somit ein jährlich leicht steigender Preisspread in die Zusatzerlösberechnung ein. Aus den Tabellen kann ersehen werden, dass die maximalen Zusatzerlöse für das Bürogebäude im Vergleich zu den anderen Standorten geringer ausfallen. Die Hauptursache liegt darin begründet, dass die Stromerzeugung noch stärker als bei den anderen Wärmesenken in die Winter- und Übergangsmonate verlagert wird. Daher reduziert sich der Zeitraum möglicher Zusatzerlöse signifikant.

Es ist zunehmend zu erwarten, dass Stromhändler für ihre Kunden auch individuelle Vermarktungsstrategien erarbeiten und anbieten. Als Beispiel wäre hier ein verstärkter Fokus des Vermarkters auf das Peak-Load-Block-Produkt zu nennen. Dabei erfolgt die Stromproduktion zwischen 8 Uhr morgens und 20 Uhr abends. Durch diese Strategie können Kosten für die Prognose und dabei auftretende Prognosefehler abgemildert werden, was zu einer Reduzierung der Vermarktungskosten führen

kann. Aufgrund dieser vereinfachten Fahrplanerstellung kann der Abschlag möglicherweise niedriger ausfallen. Allerdings stehen diesem Ansatz auch geringere Erlöspotenziale gegenüber.

Für Anwendungsfälle wie das Büro, welches aufgrund des Wärmebedarfsprofils nur eingeschränkt Zusatzerlöse ermöglicht, kann jedoch eine gezielte Vermarktungsstrategie mit geringeren Abschlägen lukrativer sein. Die Wahl des Vermarkters und dessen Stromvermarktungskonzept kann die Höhe der zusätzlichen Erlöse entscheidend beeinflussen. Es wird deshalb empfohlen, intensive Gespräche mit potenziellen Stromhändlern zu führen und Vermarktungsstrategien in Bezug auf die Restriktionen (z.B. Wärmelieferungsverpflichtungen) des BHKWs zu diskutieren.

#### Erlöse durch Markt- und Managementprämie.

Sowohl die Markt- als auch die Managementprämie wurden für beide Betriebsweisen in der Direktvermarktung (wärmegeführt mit Berücksichtigung Strompreis, strom- & wärmegeführt) zugrunde gelegt und gemäß der Vorgaben des EEGs berechnet.

Die Marktprämie (MP) wird aus der technologie- und anlagenspezifischen EEG-Vergütung (EV) abzüglich eines technologiespezifischen mittleren Marktwerts (MW) berechnet (vgl. 5.5.4). Dieser ergibt sich aus der deutschlandweiten, stundenscharfen Einspeisung der jeweiligen Technologie jeweils multipliziert mit dem stundenscharfen EPEX-Spot-Börsenstrompreis. Die durchschnittliche Strompreisentwicklung im Tagesverlauf der letzten Jahre ist in Abbildung 40 dargestellt und dient der Verdeutlichung. In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurde zur Ermittlung der Marktprämie der stundenscharfe Verlauf für das Jahr 2012 herangezogen.

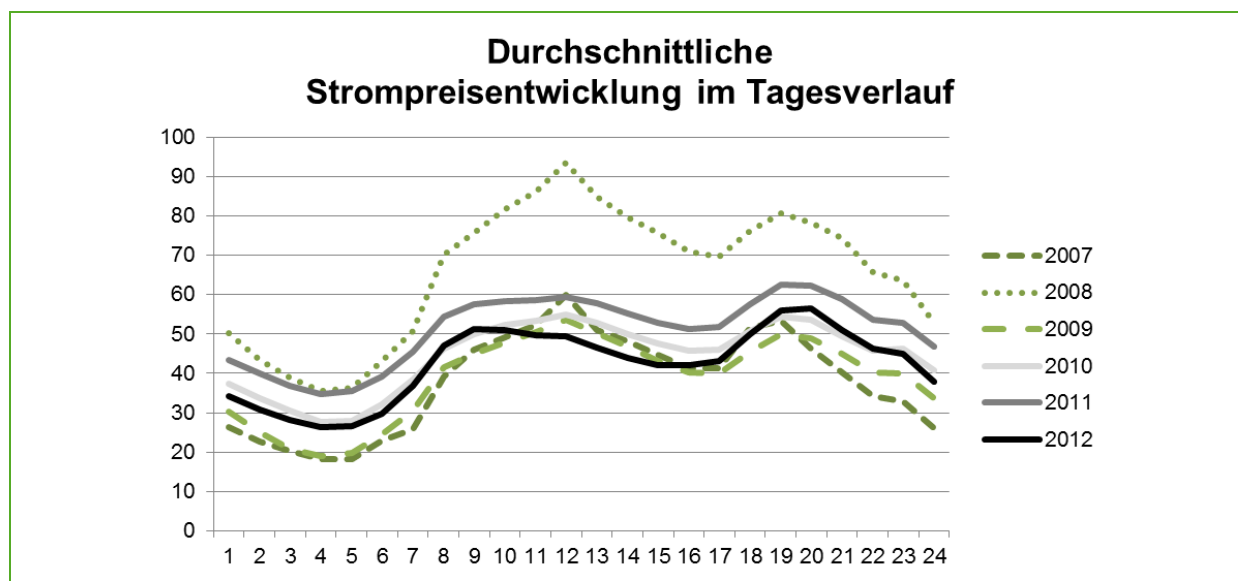


Abbildung 40: Strompreisentwicklung im Tagesverlauf 2007 - 2012 (EPEX Spot SE) (Quelle: Fraunhofer IWES 2013)

Die Marktprämie beinhaltet darüber hinaus eine technologiespezifische Managementprämie (PM). Diese soll die Kosten für die Vermarktung, Fahrplanerfüllung und für die Handelsanbindung (IT-Infrastruktur, Personal, Börsenzulassung usw.) abdecken. Die Managementprämie ist degressiv ausgestaltet. Biomasseanlagen und alle steuerbaren erneuerbaren Energien erhalten in 2013 eine Manage-

mentprämie von 2,75 €/MWh<sub>el</sub>. Sie sinkt bis 2015 auf 2,25 €/MWh<sub>el</sub> für alle steuerbaren erneuerbaren Energien ab. Die Managementprämie wird im vollen Umfang den Erlösen zugerechnet, da die Kosten für die Vermarktung durch einen Stromhändler bereits über einen Abschlag bei den Mehrerlösen durch die Direktvermarktungserlöse berücksichtigt werden.

### Erlöse durch die Flexibilitätsprämie.

Ergänzend zur Marktprämie können Betreiber von Biomethan-BHKWs die Flexibilitätsprämie (FP) in Anspruch nehmen, wenn sie zusätzliche elektrische Leistung für die bedarfsorientierte Stromerzeugung bereitstellen und der gesamte in der Anlage erzeugte Strom direkt vermarktet wird (vgl. 5.5.7). Der Bezug der Flexibilitätsprämie wird nur für die strom- und wärmegeführte Betriebsweise (Direkt m. Flex) herangezogen. Die Flexibilitätsprämie ist im Grunde eine Kapazitätskomponente in der Erlösstruktur des produzierten Stroms. Hierdurch wird der/die Anlagenbetreiber/in in die Lage versetzt, den Strom stärker nach dem Bedarf zu produzieren. Sie soll im Wesentlichen die mit einer bedarfsorientierten Stromerzeugung einhergehenden, zusätzlichen Investitionskosten decken. Darunter sind insbesondere die zusätzliche Erzeugungskapazität und die Integration eines Wärmespeichers zu fassen. Sie wird nach Anmeldung und Genehmigung kalenderjährlich berechnet und für zehn Jahre vom Netzbetreiber in Form einer Vergütung pro kWh ausgezahlt. Die endgültige Berechnung der Höhe erfolgt nach Jahresabschluss.

Bei der vorliegenden Auslegung mit einer BHKW-Leistung von 835 kW<sub>el</sub> ergibt sich eine Bemessungsleistung von 261 kW<sub>el</sub>. Daraus erfolgt unter Beachtung der gesetzlichen Berechnungskriterien eine spezifische Vergütung von 2,37 ct/kWh<sub>el</sub> (siehe Abbildung 41). Für die Verlaufskurve bei Variation der installierten Leistung wurde von einer konstanten jährlichen Stromproduktion und damit einer konstanten Bemessungsleistung von 261 kW<sub>el</sub> ausgegangen.

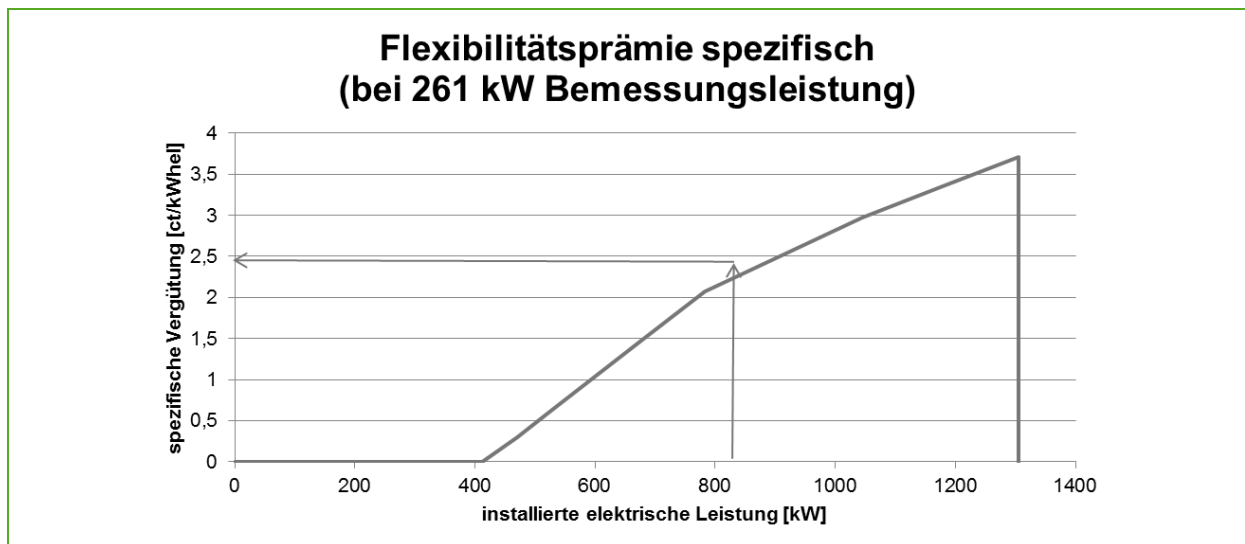


Abbildung 41: Spezifischer Zusatzerlös durch Flexibilitätsprämie, KKH, 261 kW Bemessungsleistung

Dem Diagramm ist zu entnehmen, dass aufgrund des Korrekturfaktors von 1,6 eine gewisse Mindestleistung installiert werden muss, um überhaupt eine Prämie erreichen zu können. Demgegenüber steht die Bedingung, dass die Bemessungsleistung 20 Prozent der installierten Leistung übersteigen



muss. Wird das BHKW zu groß ausgelegt, kann diese Grenze überschritten werden, sodass keine Berechtigung zur Prämie mehr besteht.

Die ermittelten spezifischen Vergütungen aus der Flexibilitätsprämie für alle drei Wärmesenken sind nachfolgender Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 28: Spezifische Vergütung durch die Flexibilitätsprämie für alle Modellfälle

	KKH	Büro	FW
<b>Spezifische Vergütung Flexibilitätsprämie</b>	2,37 ct/kWh	2,62 ct/kWh	2,12 ct/kWh

**Vergütungsstruktur und Übersicht der EEG-Stromerlöse.**

Trotz absolut höherer Erlöse ist der spezifische Strompreis in den teilflexiblen Betriebsweisen (Direkt o. Flex) niedriger als in der Festvergütung. Die spezifischen Stromerlöse geben jedoch noch keine Auskunft über das absolute Erlösniveau. Dies liegt darin begründet, dass bei fast doppelter BHKW-Leistung und gleicher Vollbenutzungstundenzahl wesentlich mehr Strom produziert wird, sodass durch die Vergütungsstufen im EEG spezifisch ein geringerer Erlös erzielt wird. Demgegenüber stehen jedoch auch geringere spezifische Investitionskosten sowie ein höherer BHKW-Wirkungsgrad.

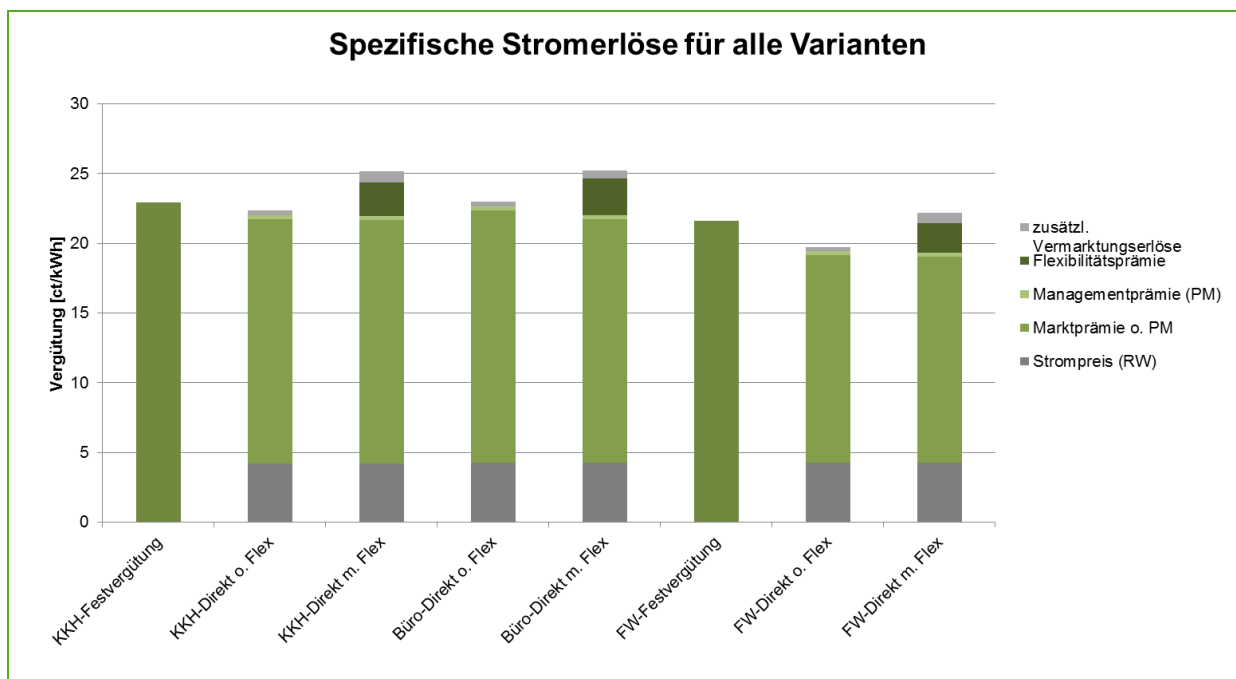


Abbildung 42: Spezifische EEG-Vergütungsstruktur für alle Varianten

Für die vollflexible Betriebsweise lässt sich jedoch ablesen, dass durch die Flexibilitätsprämie sowie das höhere Potenzial für zusätzliche Vermarktungserlöse auf dem Strommarkt die insgesamt höchsten spezifischen Stromerlöse realisieren lassen.

#### 9.4.6 Wärmeerlöse.

Die Erlöse durch den Verkauf der Wärme aus Biomethan-betriebenen KWK-Anlagen sind abhängig vom Wärmepreis, welcher zwischen dem KWK-Betreiber und dem Wärmekunden ausgehandelt wird. In der Regel sind dabei die Wärmepreise zu erzielen, welche über alternative Bereitstellungsoptionen möglich wären. Hierzu gehören die mit fossilen Brennstoffen (z. B. Erdgas, Heizöl, bis hin zu Braunkohlestaub) oder regenerativen Brennstoffen (z. B. Holzpellets oder Holzhackschnitzel) betriebenen Kessel oder auch mit Erdgas betriebene KWK-Anlagen. Eine Auswahl der Wärmebereitstellungsoption erfolgt unter ökonomischen und z. T. auch unter ökologischen Gesichtspunkten und ist stark beeinflusst durch die Strom- und Wärme-Bedarfsprofile und Bedarfsmengen am zu versorgenden Objekt. Der zu erzielende Wärmepreis ist in der gegenwärtigen Betrachtung jedoch eine Ergebnisgröße, anhand derer die Wirtschaftlichkeit von Biomethan-BHKWs in Relation zu herkömmlichen Wärmebereitstellungsoptionen gesetzt werden kann. Der Wärmepreis fließt daher nicht in Form einer Annahme in die Berechnung ein.

#### 9.4.7 Übersicht der Kosten und Erlöse.

Folgende Tabellen zeigen eine Zusammenfassung der angenommenen Kosten und Erlöse für die untersuchten Standorte. Es ist zu beachten, dass es sich hierbei um die Annuitäten entsprechend der Berechnungsvorschriften nach VDI 2067 handelt. Damit werden einmalige und laufende Zahlungen während eines Betrachtungszeitraumes unter Berücksichtigung von Zins, Preissteigerungen, Restwerten und Ersatzbeschaffungen zu jährlichen Kosten und Erlösen zusammengefasst<sup>42</sup>.

---

<sup>42</sup> VDI 2067

Tabelle 29: Kosten und Stromerlöse KKH

Standort Krankenhaus	KKH-Festvergütung	KKH-Direkt o. Flex	KKH-Direkt m. Flex
Kapitalgebundene Kosten [€/a]	39.492	79.262	114.373
Verbrauchsgebundene Kosten [€/a]	237.261	514.984	523.342
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	19.429	40.987	44.201
Sonstige Kosten [€/a]	4.107	8.243	11.894
<b>Kosten gesamt [€/a]</b>	<b>300.362</b>	<b>638.177</b>	<b>686.164</b>
Festvergütung [€/a]	229.682		
Marktprämie [€/a]		400.249	403.252
Vermarktungserlöse [€/a]		102.994	114.006
Flexibilitätsprämie [€/a]			54.275
<b>Stromerlöse gesamt [€/a]</b>	<b>229.682</b>	<b>503.243</b>	<b>571.533</b>

Tabelle 30: Kosten und Stromerlöse Büro

Standort Bürogebäude	Büro-Direkt o. Flex	Büro-Direkt m. Flex
Kapitalgebundene Kosten [€/a]	69.543	95.569
Verbrauchsgebundene Kosten [€/a]	265.929	303.093
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	29.675	35.955
Sonstige Kosten [€/a]	<b>7.361</b>	<b>10.116</b>
<b>Kosten gesamt [€/a]</b>	<b>372.508</b>	<b>444.733</b>
Festvergütung [€/a]		
Marktprämie [€/a]	209.014	246.173
Vermarktungserlöse [€/a]	52.804	67.226
Flexibilitätsprämie [€/a]		36.595
<b>Stromerlöse gesamt [€/a]</b>	<b>261.818</b>	<b>349.994</b>

Tabelle 31: Kosten und Stromerlöse FW

Standort Krankenhaus	KKH-Festvergütung	KKH-Direkt o. Flex	KKH-Direkt m. Flex
Kapitalgebundene Kosten [€/a]	101.585	235.866	368.606
Verbrauchsgebundene Kosten [€/a]	939.609	2.181.952	2.316.900
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	53.961	97.093	98.399
Sonstige Kosten [€/a]	10.753	24.967	39.018
<b>Kosten gesamt [€/a]</b>	<b>1.105.908</b>	<b>2.539.878</b>	<b>2.822.923</b>
Festvergütung [€/a]	888.547		
Marktprämie [€/a]		1.637.495	1.736.491
Vermarktungserlöse [€/a]		494.088	576.812
Flexibilitätsprämie [€/a]			247.159
<b>Stromerlöse gesamt [€/a]</b>	<b>888.547</b>	<b>2.131.583</b>	<b>2.560.462</b>

## 9.5 Zusammenfassung der grundlegenden Eckdaten der untersuchten BHKW-Lösungen.

Tabelle 32: Übersicht der wichtigsten Projektparameter

Modellfall	Parameter	Festvergütung	Direkt o. Flex	Direkt m. Flex
KKH	Leistung elektrisch [kW <sub>el</sub> ]	180	405	835
	Leistung thermisch [kW <sub>th</sub> ]	250	513	1.048
	Wirkungsgrad elektrisch [Prozent]	37,9	38,8	38,9
	Wirkungsgrad thermisch [Prozent]	52,6	49,2	48,8
	Inbetriebnahmejahr	2013	2013	2013
	Vollbenutzungsstunden [h]	5.559	5.592	2.737
	Volumen Wärmespeicher [m <sup>3</sup> ]	-	146	249
	Stromproduktion [MWh]	1.000	2.265	2.285
	Wärmebereitstellung [MWh]	1.390	2.869	2.869
	Wärmedeckungsgrad [Prozent]	40	83	83

Modellfall	Parameter	Festvergütung	Direkt o. Flex	Direkt m. Flex
	Gesamtinvest [€]	268.777	555.203	840.069
	Spez. Stromvergütung [ct/kWh]	22,95	22,22	25,01
Modellfall	Parameter	Festvergütung	Direkt o. Flex	Direkt m. Flex
<b>Büro</b>	Leistung elektrisch [kW <sub>el</sub> ]	-	335	563
	Leistung thermisch [kW <sub>th</sub> ]	-	436	600
	Wirkungsgrad elektrisch [Prozent]	-	39,1	42,6
	Wirkungsgrad thermisch [Prozent]	-	50,7	45,3
	Inbetriebnahmejahr	-	2013	2013
	Vollbenutzungsstunden [h]	-	3.414	2.478
	Volumen Wärmespeicher [m <sup>3</sup> ]	-	175	222
	Stromproduktion [MWh]	-	1.144	1.395
	Wärmebereitstellung [MWh]	-	1.489	1.489
	Wärmedeckungsgrad [Prozent]	-	78	78
	Gesamtinvest [€]	-	516.873	709.369
	Spez. Stromvergütung [ct/kWh]	-	22,89	25,07
Modellfall	Parameter	Festvergütung	Direkt o. Flex	Direkt m. Flex
<b>FW</b>	Leistung elektrisch [kW <sub>el</sub> ]	835	2.004	4.029
	Leistung thermisch [kW <sub>th</sub> ]	1.048	2.054	3.865
	Wirkungsgrad elektrisch [Prozent]	38,9	43,3	44,4
	Wirkungsgrad thermisch [Prozent]	48,8	44,4	42,6
	Inbetriebnahmejahr	2013	2013	2013
	Vollbenutzungsstunden [h]	5.004	5.441	2.891
	Volumen Wärmespeicher [m <sup>3</sup> ]	-	490	921
	Stromproduktion [MWh]	4.178	13.058	11.648
	Wärmebereitstellung [MWh]	5.244	10.904	11.175
	Wärmedeckungsgrad [Prozent]	46	98	98

Modellfall	Parameter	Festvergütung	Direkt o. Flex	Direkt m. Flex
	Gesamtinvest [€]	691.397	1.658.168	2.694.668
	Spez. Stromvergütung [ct/kWh]	21,63	19,73	22,16

## 9.6 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wärmesenken.

Die nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zeigen auf, zu welchen Wärmepreisen die vorgestellten BHKW-Konzepte an den unterschiedlichen Wärmesenken Krankenhaus, Bürogebäude und Fernwärme Wärme bereitstellen können, um auf die geforderte Gesamtkapitalrendite von 7,5 Prozent zu kommen.

### 9.6.1 Standort Krankenhaus.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung am Standort Krankenhaus ergibt im vorliegenden Fall, dass unabhängig vom Betriebskonzept Wärmepreise von ca. 5 ct/kWh<sub>th</sub> durch das Biomethan-BHKW bereitgestellt werden können. Innerhalb der drei unterschiedlichen Betriebskonzepte sind jedoch wesentliche Unterschiede zu erkennen, welche in Abbildung 43 dargestellt sind.

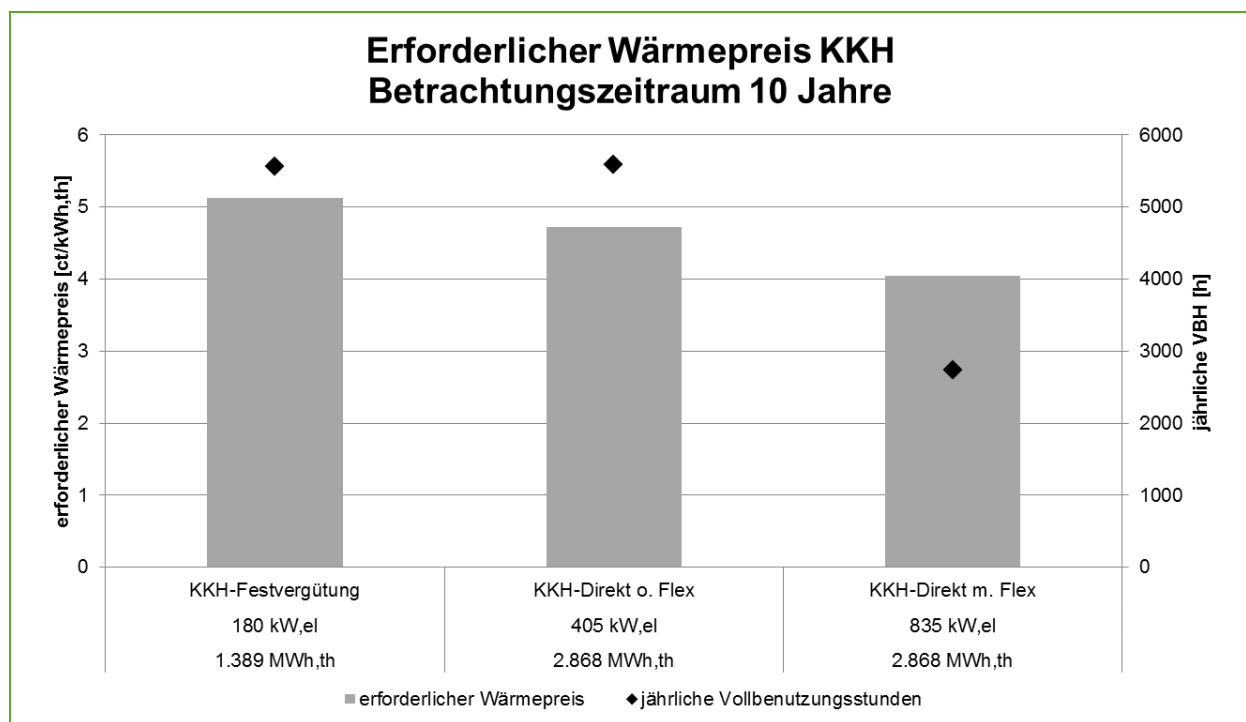


Abbildung 43: Erforderliche Wärmepreise KKH

Zum einen weist das wärmegeführte Betriebskonzept (KKH-Festvergütung) gegenüber der teilflexiblen Direktvermarktung (Direkt o. Flex) und dem flexiblen Anlagenbetrieb (Direkt m. Flex) die höchsten erforderlichen Wärmeerlöse aus. Das wärmegeführte Anlagenkonzept weist absolut betrachtet mit

einer installierten Leistung von  $180 \text{ kW}_{\text{el}}$  das niedrigste Investitionsvolumen auf und erzielt gleichzeitig eine relativ hohe Stromvergütung durch das EEG. Aufgrund der hohen spezifischen Kosten liegen die anlegbaren Wärmepreise dennoch niedriger als bei den anderen beiden Konzepten. Durch ein Direktvermarktungskonzept sowie den flexiblen Anlagenbetrieb können die erforderlichen Wärmehörlöse signifikant bis auf einen Wert von  $4,7 \text{ ct/kWh}_{\text{th}}$  bzw.  $4 \text{ ct/kWh}_{\text{th}}$  gesenkt werden.

Nicht im Wärmepreis berücksichtigt ist jedoch, dass die beiden Konzepte der Direktvermarktung im Vergleich zum rein wärmegeführten Betrieb in etwa die doppelte Wärmemenge bereitstellen können. So kann der Anteil der Wärmeversorgung durch KWK von 40 Prozent auf etwa 83 Prozent gesteigert werden. In Abhängigkeit der gewählten Lösung zur alternativen Wärmebereitstellung des nicht gedeckten Wärmebedarfs (z. B. Kessel) ist dementsprechend durch die Konzepte der Direktvermarktung weiteres Einsparpotenzial vorhanden, welches die Gesamtwirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung des Standorts nochmals verbessern kann.

### 9.6.2 Standort Bürogebäude.

Mit einer festen EEG-Vergütung und einer erforderlichen Vollbenutzungsstundenzahl von ca. 5.500 h/a ist die Wärmeversorgung am Standort Bürogebäude unter den gegebenen Randbedingungen mittels Biomethan-BHKWs nicht wirtschaftlich darstellbar. Unterstellt man fiktiv im rein wärmegeführten Betrieb eine installierte Leistung von  $335 \text{ kW}_{\text{el}}$  würden sich eine jährliche Vollbenutzungsstundenzahl von ca. 2.000 und Wärmegestehungskosten von mehr als  $10,6 \text{ ct/kWh}_{\text{th}}$  einstellen, um die Renditeanforderungen zu erfüllen. Für eine derartige Betriebsweise sind Standorte mit vergleichbarem Wärmelastgang für KWK-Anlagen bisher als unattraktiv einzustufen. Jedoch führen die Mehrerlöse aus der Direktvermarktung des Stroms und der Flexibilitätsprämie dazu, dass auch bei der Wärmesenke Büro konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten realisiert werden können.

Unter der Berücksichtigung möglicher Prognosefehler sowie Vermarktungskosten durch den Stromhändler sind Wärmepreise in Höhe von  $7,4 - 6,3 \text{ ct/kWh}_{\text{th}}$  möglich (vgl. Abbildung 44). Durch weitere Optimierungen, wie z. B. in Verbindung mit der Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelenergie), sind weitere Reduzierungen der Wärmegestehungskosten denkbar. Auch wenn die Wärmepreise hier höher liegen als im vorhergehenden Fall des Krankenhauses, muss berücksichtigt werden, dass aufgrund des ungünstigen Wärmebedarfsprofils auch Konkurrenzlösungen nur zu höheren Wärmegestehungskosten umgesetzt werden könnten. Daher muss auch von höheren Referenzwärmepreisen ausgegangen werden.

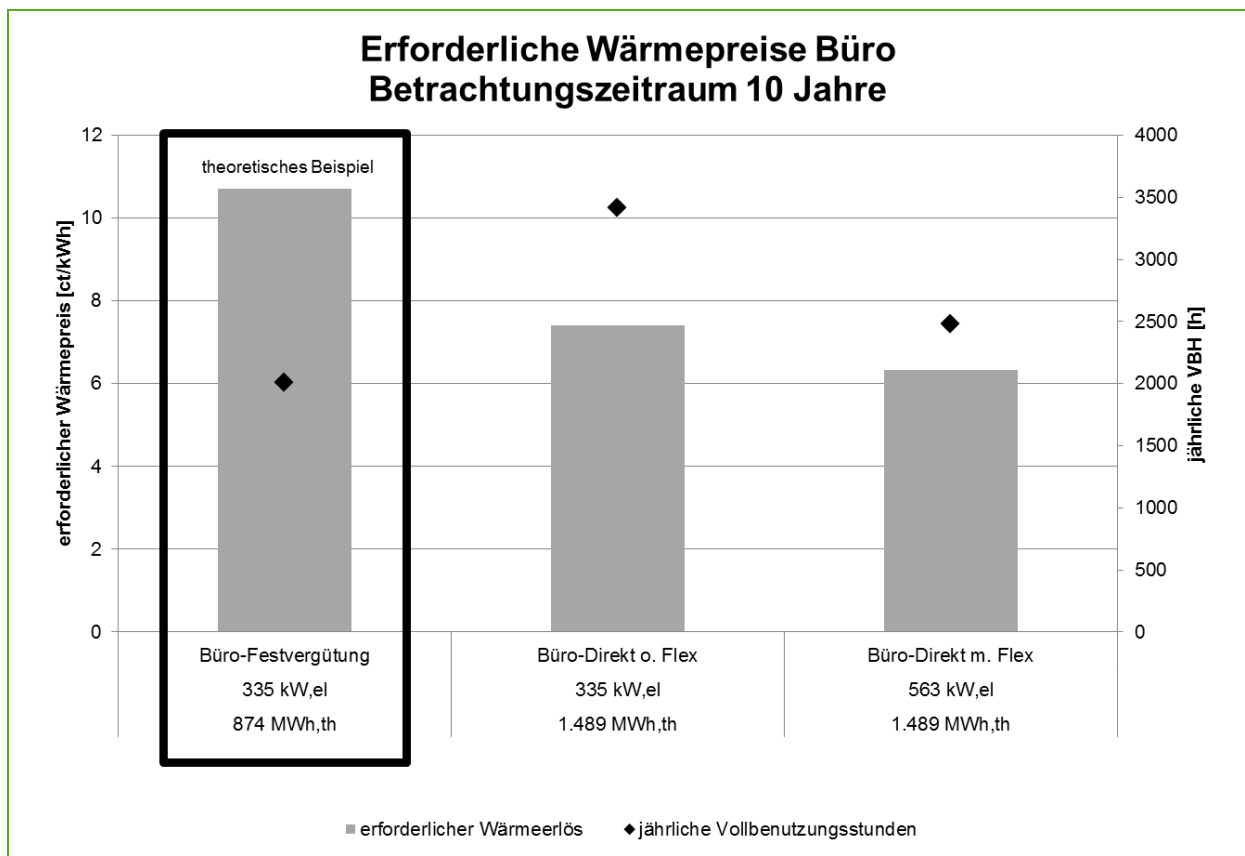


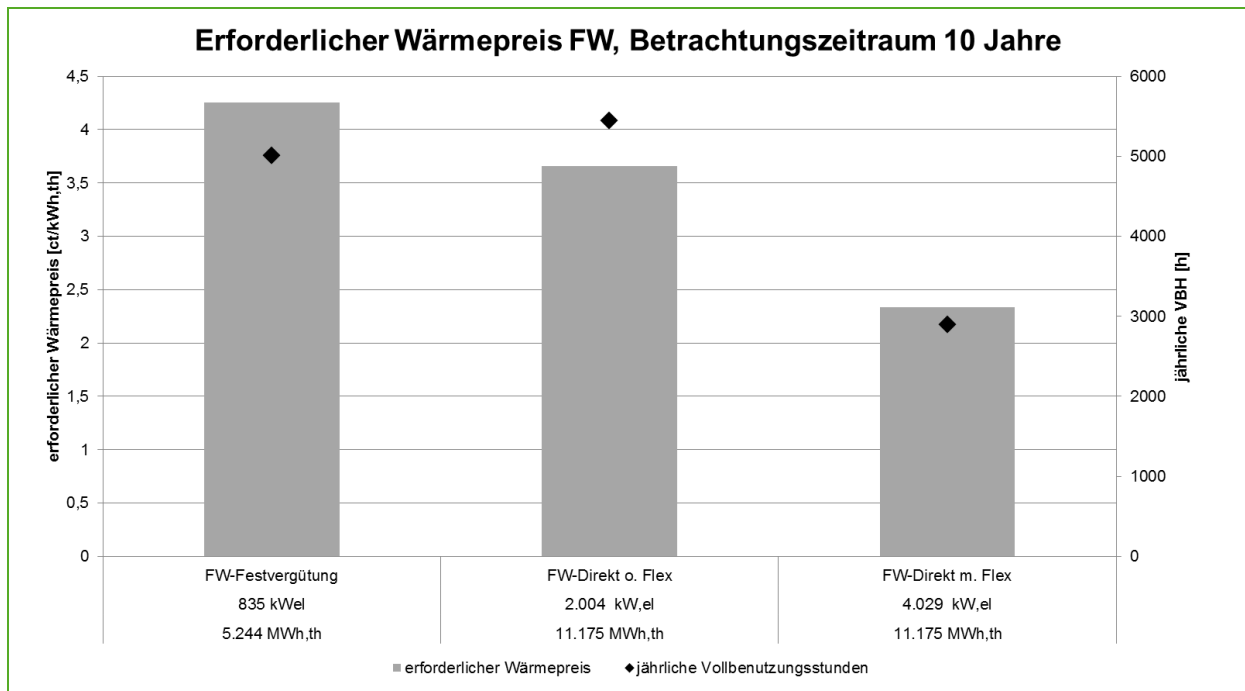
Abbildung 44: Erforderliche Wärmepreise Büro

Auch im Falle des Bürogebäudes liegt der Wärmedeckungsgrad durch die flexiblen BHKW-Lösungen auf einem hohen Niveau von 78 Prozent. Das Potenzial zu einem absoluten Einsparungseffekt ist damit in einem relevanten Umfang vorhanden. Durch Konzeption einer wärme- und stromgeführten Betriebsweise können durch Inanspruchnahme zusätzlicher Erlösbestandteile neue Standorte durch Biomethan-KWK-Anlagen erschlossen werden, die für eine klassische KWK-Auslegung bisher uninteressant waren. Dadurch findet eine spürbare Erweiterung des Kreises möglicher Anlagenstandorte statt, die für Biomethan-BHKWs ökonomisch interessant sind. Darüber hinaus leisten diese Anlagen einen relevanten Beitrag zur Energiewende im Bereich erneuerbaren Stroms sowie erneuerbarer Wärme.

### 9.6.3 Standort Fernwärme.

An der Wärmesenke Fernwärme können mit der Einbindung großer BHKW von 835 kW<sub>el</sub> (rein wärmegeführt) bis zu 4.029 kW<sub>el</sub> (flexible Betriebsweise) unter allen betrachteten Wärmesenken die niedrigsten erforderlichen Wärmepreise von 2,33 ct/kWh<sub>th</sub> bis 4,25 ct/kWh<sub>th</sub> generiert werden (siehe Abbildung 45). Unter ökonomischen Aspekten sind auch in diesem Fall möglichst große flexibel einsetzbare Biomethan-BHKWs zu präferieren.





**Abbildung 45: Erforderliche Wärmeerlöse FW**

Da das Fernwärmenetz einen typischen ganzjährig hohen Wärmebedarf aufweist, ist mit den flexiblen Konzepten sogar ein Wärmedeckungsgrad von 98 Prozent möglich. Jedoch ist zu bedenken, dass unter der Prämisse einer 100-prozentigen Wärmenutzung sichergestellt werden muss, dass die erzeugte Wärme an der Wärmesenke auch abgenommen werden kann. Somit ist mit derartigen Anlagenkonfigurationen einerseits eine höhere Erlöschance gegeben. Gleichzeitig können sich größere Restriktionen bei der gezielten Stromproduktion einstellen, die sich durch Einschränkungen bei der Wärmeabnahmeleistung begründen (z. B. in warmen Jahren). Es könnten im Rahmen einer Strompreisphase mit hohen Erlösmöglichkeiten Situationen auftreten, während derer die gleichzeitig bereitgestellte thermische Leistung von über 4 MW<sub>th</sub> nicht vollständig in das Wärmenetz eingespeist werden kann. Aufgrund dessen gilt es, die Wärmeaufnahmekapazität des Wärmenetzes und mögliche Wärmespeicher intelligent einzubinden. Die dafür relevanten Kosten sind in der Kalkulation soweit möglich berücksichtigt worden. Abbildung 45 zeigt, dass bei einer geschickten Dimensionierung und einer dementsprechend am Strompreis ausgerichteten Betriebsweise sehr niedrige Wärmepreise bei gleichzeitigem Erreichen der gesteckten Renditeziele möglich werden.

Wird ein BHKW im flexiblen Betrieb auf einen sehr hohen Wärmedeckungsgrad ausgelegt, kann in warmen Jahren die Gefahr bestehen, dass die Zahl der Vollbenutzungsstunden und damit die sich ergebende Bemessungsleistung (< 20 Prozent) soweit fällt, dass die Flexibilitätsprämie in Gefahr ist. Dies gilt besonders für Standorte, die keinen ganzjährig hohen Wärmebedarf aufweisen, sodass ein warmer Winter im Verhältnis viel deutlicher ins Gewicht fällt. Ein Verlust der Prämie kann für die Wirtschaftlichkeit dramatische Auswirkungen haben, da diese in relevantem Umfang dazu dient, die installierte Überkapazität zu finanzieren.

### 9.6.4 Sensitivitätsanalyse.

Um einen Vergleich der Einflüsse der einzelnen Parameter in einer Grafik zu ermöglichen, wurde eine Darstellung der relativen Änderung der einzelnen Parameter gewählt. Bei der Interpretation der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse muss allerdings beachtet werden, dass sich bei gleicher relativer Änderung der Parameter die absoluten Änderungen stets unterscheiden. Für den Einfluss der relativen Änderung eines Parameters auf den erforderlichen Wärmeerlös sollte stets der entsprechend absolute Wert in die Überlegungen mit einbezogen werden. Eine relative Änderung des Biomethanbezugspreises um 20 Prozent entspricht beim Ausgangswert von 7,4 ct/kWh<sub>HS</sub> beispielsweise einer absoluten Preissteigerung von 1,48 ct/kWh<sub>HS</sub>. Eine relative Änderung der Gesamtkapitalrendite (GKR) um 20 Prozent bedeutet hingegen nur eine absolute Änderung der GKR von 7,5 Prozent auf 9 Prozent. Für den Praxisfall ist eine Abweichung des Biomethanbezugspreises um 1,48 ct/kWh<sub>HS</sub> ein erheblicher Unterschied und somit für die Praxis kein relevanter Fall (bei gleicher Biomethanqualität), während abweichende Ansprüche an die GKR von +/-2 Prozent in der Praxis relativ häufig vorzufinden sind.

Da sich für die unterschiedlichen Wärmesenken und Betriebsweisen im Hinblick auf die Sensitivitätsanalysen die gleichen Tendenzen aufweisen, werden die Sensitivitäten exemplarisch anhand der Wärmesenke Fernwärme erläutert (siehe Abbildung 46).

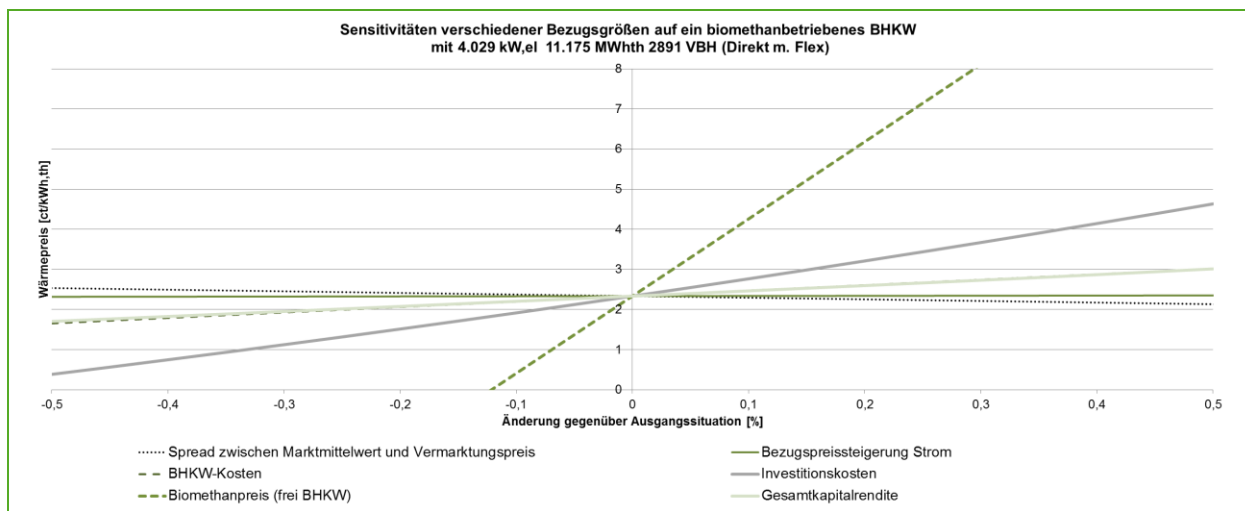


Abbildung 46: Sensitivität des Wärmeprices bzgl. Eingangsgrößen, FW-Direkt m. Flex

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass beim Betrieb eines Biomethan-BHKWs die relative Änderung des Brennstoffbezugspreises den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage hat. Aufgrund dessen gilt es, für den Biomethanbezug genau auf die Biomethanlieferbedingungen bezüglich des Abnahmeprofils zu achten. Darüber hinaus wird deutlich, dass hohe Kosten für Gasnetzentgelte oder Regel- und Ausgleichsenergie für die Biomethanstrukturierung die Wirtschaftlichkeit relevant beeinflussen können.

Eine weitere wichtige Einflussgröße stellen die Investitionskosten in die Anlagentechnik dar. Bei einem bedarfsorientierten Betrieb steigen die Anschaffungsausgaben maßgeblich durch die Kosten für die zusätzlich installierte Leistung des BHKWs sowie den notwendigen Zubau eines Wärmespeichers

zur Bedienung der Wärmesenke. Analog hierzu steigt der Einfluss der Gesamtkapitalrendite auf den Wärmepreis ebenfalls leicht an.

Die flexible Betriebsweise von BHKWs und die gezielte Direktvermarktung des durch Biomethan erzeugten Stroms zu Hochpreiszeiten bietet Erlössteigerungspotenzial. Dadurch wird eine Reduzierung des notwendigen Wärmepreises für eine wirtschaftliche Versorgung von Wärmesenken erreicht. Die Errechnung des Spreads zwischen Monatsmittelwerten und Vermarktungserlösen basiert auf den veröffentlichten Marktpreisen der EPEX SPOT des Jahres 2012. Die Prognoseungenauigkeit sowie die Kosten für Ausgleichsenergie des Vermarkters werden durch einen Abschlag von 40 Prozent auf die zusätzlichen Erlöse berücksichtigt. Die Entwicklung der am Markt zu generierenden Zusatzerlöse ist dementsprechend abhängig von der zukünftigen Entwicklung des Spreads zwischen Peak- und Base-load, aber auch von der Preisprognosegüte und den Kosten für die Vermarktung. Sofern es durch den Zubau dargebotsabhängiger Stromerzeuger mittel- und langfristig zu einer Erhöhung des Spreads kommen sollte, steigen gleichermaßen die Erlöse, was sich wiederum positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte auswirkt. Entscheidend wird auch deshalb eine möglichst exakte Prognose der Strommarktpreise sein, um ein sehr hohes Preisniveau für den produzierten Strom zu erzielen.

Als weitere Einflussgröße ist der Betrachtungszeitraum zu nennen. Die Struktur des EEGs und die damit verbundenen langen Vergütungszeiträume haben zur Folge, dass Wärmesenken, für die planbare Wärmepreise über einen längeren Zeitraum hohe Bedeutung haben, ökonomisch für Biomethan-BHKWs interessant sind. Bezogen auf die Beispielwärmesenke Fernwärme wurde dazu der Betrachtungszeitraum beispielhaft von 10 auf 5,5 Jahre gesenkt. Bei der Realisierung langer Laufzeiten (10 Jahre), können die erforderlichen Wärmepreise um ca. 20 Prozent, im Fall eines wärmegeführten und gleichzeitig flexiblen BHKW-Betriebs sogar teilweise um über 50 Prozent gegenüber kurzer Laufzeiten (5,5 Jahre) reduziert werden.

## 9.7 Fazit.

Der Betrieb von Biomethan-BHKWs, die nach dem EEG vergütet werden, ermöglicht an vielen Standorten eine wirtschaftlich attraktive Wärmeversorgung, von der sowohl die Wärmelieferanten (Contractoren, Stadtwerke, Energieversorger) als auch die Wärmeabnehmer (Kommunen, Wohnungsbaugesellschaften, Bürogebäude, Gewerbebetriebe, Fernwärmebetreiber, usw.) profitieren können. Dabei sind die standortspezifischen Anforderungen der Wärmesenken umfassend zu bewerten sowie mögliche alternative Wärmeversorgungstechnologien zu berücksichtigen.

Die Ausweitung der Direktvermarktung auf die Markt- und Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2012 setzt wirkungsvolle Anreize für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung von Biomethan-BHKWs. Die durch die Flexibilitätsprämie geförderte Installation zusätzlicher Erzeugungskapazitäten vergrößert den Spielraum, Erlöse am Strommarkt zu erzielen. Die flexible und bedarfsgerechte Stromerzeugung erhöht bei einer erfolgreichen Stromvermarktung die Erlöse bzw. kann zu einer Reduktion der ansetzbaren Wärmepreise im Vergleich zu einer klassischen, wärmegeführten BHKW-Auslegung genutzt werden. An einigen Standorten können anhand der genannten Instrumente sogar Wärmepreise realisiert werden, die bisher durch keine verfügbare KWK-Lösung darstellbar waren. Es können also völlig neue Wärmesenken mittels Biomethan-BHKWs erschlossen werden.

Des Weiteren können flexibel betriebene Biomethan-BHKWs eine nennenswert höhere Wärmemenge bereitstellen als BHKWs in klassischer Auslegung. Dies ist ein wichtiger Aspekt, wenn man bedenkt, dass aufgrund langfristiger Biomethanlieferverträge über längere Zeiträume stabile und planbare Wärmepreise angeboten werden können.

Voraussetzung für eine gelungene Umsetzung ist eine erfolgreiche Vermarktung des erzeugten Stroms, welche eine detaillierte Kenntnis der Mechanismen des Strommarktes und die entsprechende technische Infrastruktur erfordert. Darauf spezialisierte Dienstleistungsunternehmen haben sich mit ihren Geschäftsmodellen bereits am Markt etabliert.

Die flexible und auf die Strompreise ausgerichtete Betriebsweise erfordert zusätzlich eine Abkehr von der etablierten, wärmegeführten Grundlastauslegung von BHKWs. Die Auswahl und Optimierung verschiedener Wärmeversorgungskonzepte wird also komplexer und geht weit über die simple Gegenüberstellung verschiedener Vergütungssätze (z. B. KWKG vs. EEG) hinaus. Um die niedrigsten Wärmeherstellungskosten realisieren zu können, ist eine an jedem Standort angepasste Auslegung erforderlich, die viele Aspekte (Wärmebedarfsprofil, Netzanschluss Gas/Strom, mögliche Aufstellfläche usw.) berücksichtigt.

Der gesteigerten Komplexität stehen jedoch Chancen und zusätzliche Marktpotenziale gegenüber. Dazu zählen neben den zuvor genannten Möglichkeiten zur Steigerung der Stromerlöse z. B. auch die Teilnahme am Regenergiemarkt, die Reduzierung des Primärenergiefaktors (ENEV) oder die Nutzungspflicht nach dem EEWärmeG.

Entscheidend für die zukünftige Konkurrenzfähigkeit von Biomethan-BHKWs wird vor allem die Entwicklung des Biomethanmarktes und der Erdgaspreise sein, da der Brennstoffpreis als der größte Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit identifiziert werden konnte. Aufgrund der Direktvermarktung der Stromerzeugung aus Biomethan-BHKWs wird auch die Strompreisentwicklung einen relevanten Einfluss auf die Wärmepreise haben. Wenn der Preisunterschied zwischen hohen und niedrigen Strompreisen weiter zunimmt, kann sich das positiv auf die Wärmebereitstellungskosten auswirken.

Mit einer konsequenten Umsetzung und Nutzung der mit dem EEG 2012 etablierten Instrumente lässt sich in Deutschland der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung weiter vorantreiben. Die resultierenden Energieeinsparungen und die Substitution von aus fossilen Energieträgern erzeugtem Strom und Wärme verringern die Treibhausgasemissionen und die Abhängigkeit von Energieimporten.

Mit Blick auf eine der größten Herausforderungen der Energiewende – der Speicherung und bedarfsgerechten Stromerzeugung erneuerbarer Energieträger – stehen nun Instrumente zur Verfügung, wodurch das Potenzial von Biomethan zur Systemintegration erneuerbarer Energien gehoben werden kann.

## 10 Praxisbeispiele für Biomethan-BHKW-Projekte.

Bei den im Folgenden aufgezeigten Beispielen handelt es sich um Biomethan-BHKWs aus der Praxis, die auf realen Zahlen beruhen und die Vielfalt der Anlagenkonzepte zeigen. So werden ergänzend auch Standorte vorgestellt, die bereits mit Erdgas nach dem KWKG vergütet wurden und nachfolgend eine Vergütung nach dem EEG in Anspruch nehmen, wobei je nach Erstinbetriebnahme auch andere EEG-Versionen vor dem EEG 2012 zum Tragen kommen. Bei der Darstellung der Wirtschaftlichkeit ist darauf zu achten, dass aufgrund der Verwendung realer Zahlen und vorliegender Wärmepreise hier die Wirtschaftlichkeit in Form einer Cash-Flow-Betrachtung zu Grunde liegt.

### 10.1 Umwidmung von Bestands-BHKWs auf Biomethan.

Die sogenannte Umwidmung von Bestands-BHKWs meint den Wechsel eines mit Erdgas betriebenen BHKWs auf den Brennstoff Biomethan. Dabei sind keine technischen Anpassungen am Motor notwendig, da sich die chemische Zusammensetzung von Biomethan und Erdgas nicht unterscheidet. Der Transport erfolgt daher in beiden Fällen über das Erdgasnetz. Der Wechsel zwischen den zwei Gastypen läuft rein virtuell ab und ist problemlos und kurzfristig möglich. Im Folgenden wird die Umwidmung von Bestands-BHKWs anhand von Beispielen aus der Praxis detaillierter erläutert. Neben den ökologischen Aspekten, wie beispielweise der hohen CO<sub>2</sub>-Einsparung, die grundsätzlich für den Einsatz von Biomethan gegenüber fossilen Brennstoffen sprechen, steht bei einer Inbetriebnahme mit Biomethan für die Betreiber in der Regel ein wirtschaftliches Ergebnis im Vordergrund. Dies kann mit Biomethan erreicht werden, wenn bestimmte Einflussfaktoren beachtet werden. Zentral sind hierbei der Zeitpunkt der Erstinbetriebnahme, wonach das passende Biomethanprodukt mit den entsprechenden Eigenschaften nach dem für die Verstromung geltenden EEG auszuwählen bzw. zu beschaffen ist, sowie der Anteil an selbst genutztem Strom, der sog. Eigenstromanteil. Besonders lukrativ ist die Umstellung auf Biomethan für erdgasbetriebene BHKWs, wenn die Vergütung nach dem KWKG wegfällt. Dabei hat sich Biomethan als Brennstoff bei Bestands-BHKWs etabliert.

#### 10.1.1 Beispiel 1: BHKWs in der Fernwärmeerzeugung.

Beim ersten Praxisbeispiel handelt es sich um ein BHKW, das im Bereich der Fernwärmeerzeugung eingesetzt wird.

Das BHKW verfügt über eine elektrische Leistung von 1 MW<sub>el</sub> und erzeugt ca. 4 GWh<sub>el</sub> Strom pro Jahr, welcher in das Stromnetz eingespeist wird. Die Inbetriebnahme des BHKWs erfolgte im Jahr 2004. Die Förderung nach dem KWKG lief für diese Anlage im Jahr 2008 aus. Wie in der folgenden Abbildung dargelegt, hätte sich für den weiteren Betrieb mit Erdgas ein deutlich unattraktiveres Ergebnis ergeben, sodass der Betreiber nach einer Wirtschaftlichkeitsanalyse die Umwidmung auf Biomethan wählte. Für dieses BHKW sind die Vergütungen des EEGs 2004 in Verbindung mit den Übergangsbestimmungen des EEGs 2009 anzuwenden.

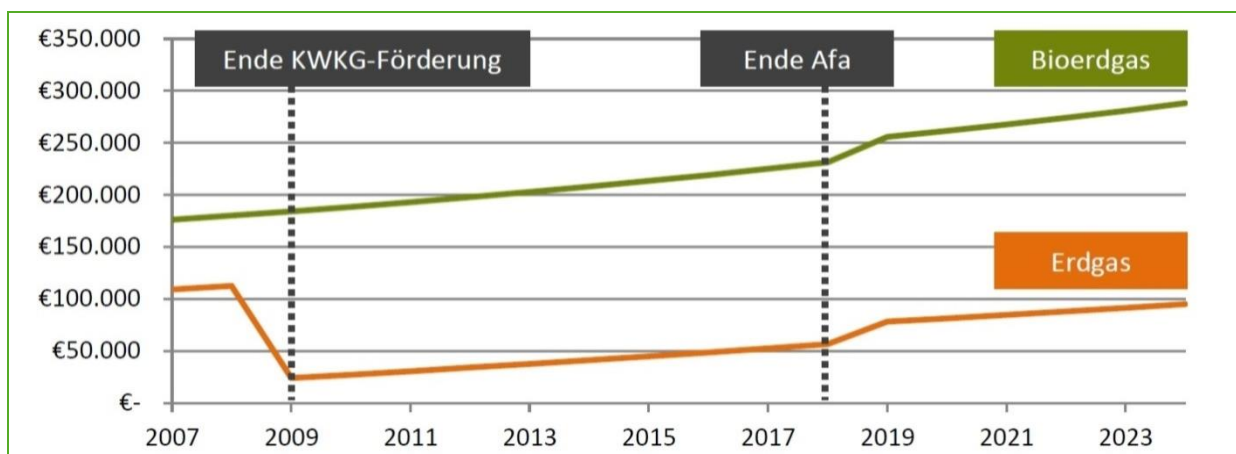


Abbildung 47: Praxisbeispiel: Erlössituation 1 MW-BHKW

Da unter den Vorgaben des EEG 2004 keine Größenbeschränkung hinsichtlich der Aufbereitungsanlage besteht (kein Aufbereitungsbonus, vgl. Abschnitt 5.3.5), ist eine Biomethanqualität zu verwenden, deren Eigenschaften unter dem EEG 2004 möglichst optimale wirtschaftliche Rahmenbedingungen ermöglichen. Folglich ist zu empfehlen, ein Gas einzusetzen, das in einer Anlage mit einer hohen Einspeisekapazität erzeugt wird, da dieses in der Regel günstigere Bezugsbedingungen aufweist.

### 10.1.2 Beispiel 2: BHKW für ein Schwimmbad.

Das zweite Beispiel umfasst ein BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 500 kW<sub>e</sub>, welches ein Schwimmbad mit erneuerbarer Wärme versorgt und eine Stromvergütung nach EEG 2009 in Anspruch nimmt. An diesem Standort werden ca. 30 Prozent der erzeugten Strommenge vor Ort genutzt. Nach dem Jahr 2014 endet die Förderung nach dem KWKG. Aus der folgenden Abbildung wird deutlich, dass nach dem Auslaufen der Förderung eine Umstellung auf einen Betrieb mit Biomethan einen deutlichen wirtschaftlichen Vorteil pro Jahr mit sich bringt.

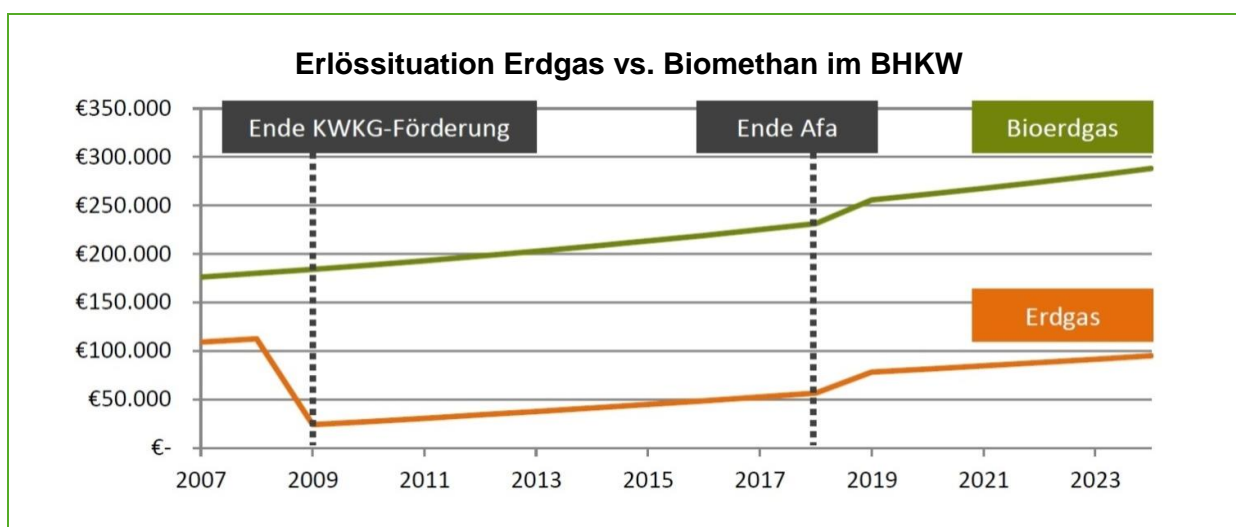


Abbildung 48: Praxisbeispiel: Erlössituation 500 kW-BHKW

Für dieses BHKW eignet sich aufgrund der Vergütung nach EEG 2009 zur Optimierung der Vergütungshöhe ein Gas aus einer Gasaufbereitungsanlage mit einer maximalen Aufbereitungskapazität von  $350 \text{ Nm}^3/\text{h}$  (vgl. Technologiebonus, EEG 2009).

### 10.1.3 Beispiel 3: BHKW für einen Wohnkomplex.

Im dritten Beispiel liefert das BHKW Wärme an einen Wohnkomplex. Eine Endkundenbelieferung mit Strom erfolgt aufgrund des erhöhten Aufwands nicht, sodass der Strom wiederum vollständig in das öffentliche Netz eingespeist wird. Die Inbetriebnahme des BHKWs mit einer elektrischen Leistung von  $140 \text{ kW}_{\text{el}}$  fand im Jahr 2012 mit Erdgas gemäß KWKG statt. Im weiteren Jahresverlauf bekam der Betreiber das Angebot einer Biomethannutzung und der daraus folgenden Absicherung der Wirtschaftlichkeit durch die Vergütung nach dem EEG 2012. Die in der folgenden Abbildung dargestellte Wirtschaftlichkeit des bestehenden Erdgasbetriebs im Vergleich zu einem Biomethanbetrieb veranlasste den Betreiber bereits im Jahr 2013, also bereits vor dem Auslaufen der KWKG-Förderung, sein BHKW ab sofort mit Biomethan zu betreiben.

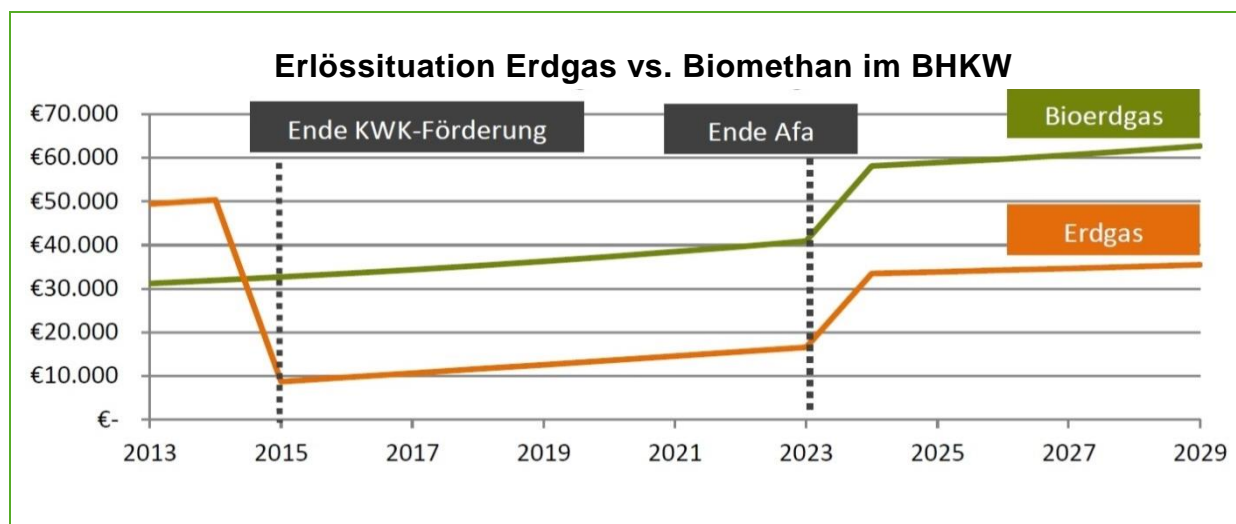


Abbildung 49: Praxisbeispiel: Erlössituation 140 kW-BHKW

Aufgrund der Vergütungsstruktur des EEGs 2012 ist für dieses BHKW ein Gas aus einer Biogasaufbereitungsanlage mit einer maximalen Aufbereitungskapazität von  $700 \text{ Nm}^3/\text{h}$  besonders geeignet (Aufbereitungsbonus, vgl. Abschnitt 5.3.5).

### 10.1.4 Weiteres Umwidmungspotenzial.

Neben den zuvor beschriebenen Umwidmungen von einem Erdgasbetrieb und einer Förderung nach dem KWKG zu einem Biomethanbetrieb und einer Vergütung nach dem EEG, treten in der Praxis außerdem Umwidmungen innerhalb des EEGs auf. Bei diesen Fällen handelt es sich beispielsweise um palmölbetriebene BHKWs, die in der Regel unter dem EEG 2004 in Betrieb genommen wurden. Durch den hohen Anstieg der Beschaffungspreise beim Palmöl wurde der Betrieb dieser BHKWs unwirt-

schaftlich. Nach einer entsprechenden technischen Anpassung der Motoren können diese jedoch mit Biomethan betrieben werden und die Wirtschaftlichkeit vielfach wieder hergestellt werden.

Zusammenfassend lässt sich anhand der hier dargestellten Beispiele eine Vielzahl von möglichen Standorten für eine erfolgreiche Umwidmung auf einen Biomethanbetrieb erkennen. Hierbei spielt insbesondere die Auswahl der richtigen Gasqualität in Abhängigkeit von der Inbetriebnahme des BHKWs und der Höhe des Eigenstrombedarfs eine entscheidende Rolle.

## 10.2 BHKWs in der EEG-Direktvermarktung.

### 10.2.1 Beispiel 4: Umwidmung von BHKWs in der Fernwärmeerzeugung.

Ferner gibt es viele ältere BHKWs, die nur über eine geringe Volllaststundenzahl verfügen. Diese werden oftmals nicht mehr wirtschaftlich betrieben. Hier bietet es sich an, die BHKWs technisch auf eine flexible Stromerzeugung einzustellen, um somit die Flexibilitätsprämie gemäß EEG 2012 beantragen zu können. Dies kann die Wirtschaftlichkeit des BHKW-Betriebs wieder herstellen. Aus der Praxis sei hier auf die in der folgenden Abbildung dargestellte Wirtschaftlichkeit eines 400 kW<sub>el</sub>-Moduls verwiesen. Das BHKW ist an ein Fernwärmenetz angeschlossen und wird in einem Volllaststundenbereich von etwa 2.100 Stunden gefahren. Der Grund für diese geringe Auslastung ist ein ebenfalls an das Fernwärmenetz angeschlossenes Müllheizkraftwerk, das die Wärme zu sehr geringen Gestehungskosten in das Netz einspeist und somit bevorzugt die benötigte Wärme liefert. Bei der Anlage handelt es sich um ein altes Bestands-BHKW aus dem Jahr 2000. Auf Grund der gesetzlichen Vergütungsvoraussetzungen für dieses Inbetriebnahmejahr ist wiederum Biomethan aus einer großen Gasaufbereitungsanlage zu bevorzugen.

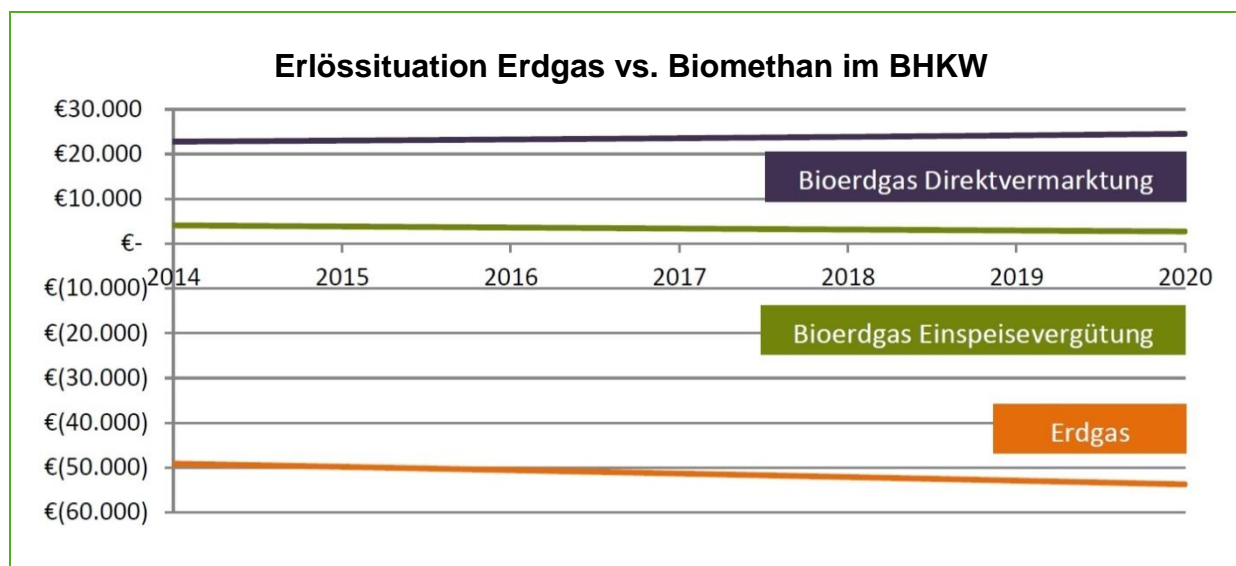


Abbildung 50: Praxisbeispiel: 400 kW-BHKW im flexiblen Betrieb

Aus der Abbildung 50 wird ersichtlich, dass durch eine Umwidmung auf Biomethan und eine Festvergütung nach dem EEG bereits eine positive Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. Wird die Anlage



in die Direktvermarktung unter Berücksichtigung der Flexibilitätsprämie genommen, ergibt sich eine deutliche Steigerung der Wirtschaftlichkeit. Die Darstellung beruht auf dem Referenzerlös für den vermarkteten Strom für steuerbare Energien, der Marktprämie, der Hälfte der Managementprämie und der Flexibilitätsprämie.

### **10.3 Zuhausekraftwerke in der EEG-Direktvermarktung.**

Nachfolgend wird als weiteres Praxisbeispiel das Konzept des Zuhausekraftwerks von LichtBlick vorgestellt.

Das 2009 durch die Energie-Partnerschaft mit Volkswagen besiegelte Konzept des Zuhausekraftwerks wurde 2010 erfolgreich in den Markt eingeführt. Im Oktober 2013 sind 874 derartige Anlagen in Betrieb. Von diesen werden 255 Module in der Direktvermarktung nach §33 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vermarktet.

Das Zuhausekraftwerk (ZHKW) hat eine elektrische Leistung von ca.  $19 \text{ kW}_{el}$  und eine thermische Leistung von ca.  $36 \text{ kW}_{th}$ . Der Gesamtwirkungsgrad liegt bei über 94 Prozent. Bei dem Einbau einer entsprechenden Abgasanlage mit Brennwertnutzung kann die thermische Leistung darüber hinaus um ca.  $5 \text{ kW}_{th}$  und der Gesamtwirkungsgrad des Systems auf ca. 103 Prozent gesteigert werden. Besonders wirtschaftlich ist das Zuhausekraftwerk bei einem Wärmeverbrauch von mindestens 70.000 kWh Gas bzw. 7.000 l Öl im Jahr.

#### **10.3.1 Das SchwarmStrom-Konzept.**

Eine wachsende Zahl Windräder, Photovoltaik-Anlagen und Mini-Kraftwerke trägt zur heimischen Energieerzeugung bei. Dieser Wandel der Energiewelt bringt neue Herausforderungen für eine sichere Stromversorgung mit sich. Ein Großteil des Stroms kommt künftig aus Wind- und Sonnenenergie. Bei Flaute und Bewölkung müssen Ergänzungskraftwerke einspringen, bei kräftigem Wind und Sonnenschein muss Überschussstrom gespeichert werden. Mit dem sogenannten SchwarmStrom entwickelt LichtBlick eine Lösung für dezentral produzierte erneuerbare Energie: Die Poolung vieler kleiner steuerbarer Erzeugungsanlagen dient als Ergänzung für die Integration von fluktuierenden Einspeisern ins Stromnetz und leistet damit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. LichtBlick vernetzt und steuert dezentrale Kraftwerke und zukünftig auch Speicher sowie flexible Verbraucher zu einem „Schwarm“. Durch die Einbindung in den Schwarm kann der Betrieb dezentraler Kraftwerke, Speicher und Energieverbraucher optimiert werden. Damit erhöht das Konzept auch die Wirtschaftlichkeit der beteiligten Anlagen. Die Zentrale des Schwarms ist eine Steuerungssoftware, der sogenannte SchwarmDirigent.

#### **10.3.2 ZHKWs im EEG – aktuelle Bestandsaufnahme.**

Im Laufe des Jahres 2013 sind 255 mit Biomethan betriebene Zuhausekraftwerk-Module mit einer elektrischen Leistung von insgesamt ca.  $5 \text{ MW}_{el}$  (Stand Oktober 2013) installiert. Diese werden im Rahmen des Marktprämienmodells unter Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie vermarktet. Diese ZHKWs sind in 152 Gebäuden installiert. Zum 30. September 2013 haben sich 271 BHKWs mit einer Leistung von  $135 \text{ MW}_{el}$  zur Flexibilitätsprämie angemeldet (Fraunhofer IWES, Stand November 2013).

LichtBlick stellt damit zahlenmäßig das Gros der insgesamt im Rahmen der Flexibilitätsprämie gesteuerten Biogas- und Biomethan-BHKWs.

### Wirtschaftlichkeit durch Flexibilitätsprämie / Risiko der Temperaturschwankungen bei wärmeabhängigen Lastprofilen.

Die für die Ummeldung ins EEG-Regime relevanten ZuhauseKraftwerke von LichtBlick sind monovalent auf die maximal auftretende Wärmelast des Objekts ausgelegt. Ein zusätzlicher Spitzenlastkessel ist nicht notwendig. Zusammen mit den Wärmepufferspeichern wird zu jeder Zeit gewährleistet, dass Kunden die benötigte Wärme erhalten. Ferner wird durch eine hohe Stromkennzahl der ZHKWs eine hohe Stromeinspeisung pro Zeiteinheit erzielt. Durch diese Auslegung der ZHKWs reicht eine verhältnismäßig geringe Betriebsstundenzahl für die Deckung des Wärmebedarfs der Kunden aus. In der Regel erreichen die ZuhauseKraftwerke demnach, je nach Objekt, zwischen 1.500 und 3.000 Betriebsstunden pro Jahr.

In der nachfolgenden Abbildung ist der Betrieb eines ZuhauseKraftwerks beispielhaft dargestellt. Der Wärmebedarf (grün) gibt die notwendigen geplanten Betriebsstunden (blau) der Anlage vor. Die Strompreisprognose (schwarz) und weitere Parameter, wie z.B. die Speicherkapazität bestimmen im Anschluss, in welchen Zeiten das ZHKW betrieben wird.

Da es sich um eine ex-post-Darstellung handelt, können der Speicherfüllstand (orange) und die tatsächliche Stromerzeugung (grau) ebenfalls angezeigt werden.

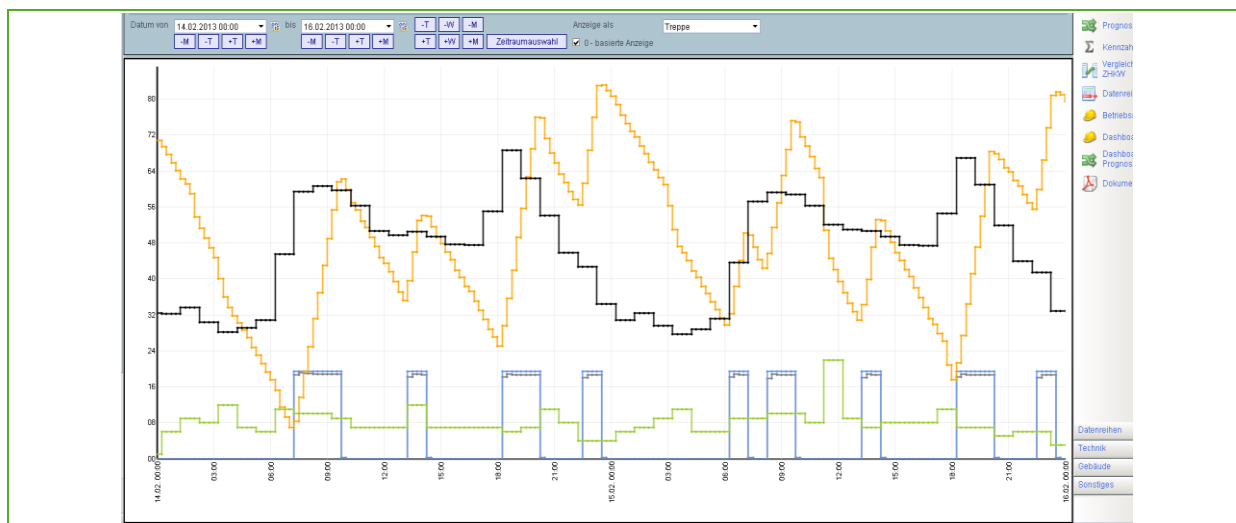


Abbildung 51: Beispielhafter Betrieb eines ZHKWs für zwei Tage

Da die Temperaturen entscheidend für den Wärmebedarf der Kunden sind, müssen diese ebenfalls eingeplant werden. Die Unsicherheit über die Temperaturverläufe, die auch für wärmere Jahre (der Wärmebedarf eines Gebäudes sinkt teilweise um 20 Prozent gegenüber eines Vorjahres) antizipiert werden muss, bedeutet, dass Anlagen in bestimmten Fällen keine Flexibilitätsprämie erhalten können. Sinkt die Betriebsstundenzahl unter 20 Prozent der jährlichen Vollbenutzungsstunden (1.752 h), führt die Berechnungsvorschrift der Zusatzleistung des EEGs dazu, dass Anlagen, wenigstens für das warme Jahr, den Anspruch auf die Flexibilitätsprämie verlieren (siehe Abbildung 52). Dies betrifft vor

allen Anlagen mit Vollbenutzungsstunden zwischen 1.752 und 2.100 h/a, sodass dieses Risiko bei der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie vorab bedacht werden sollte.

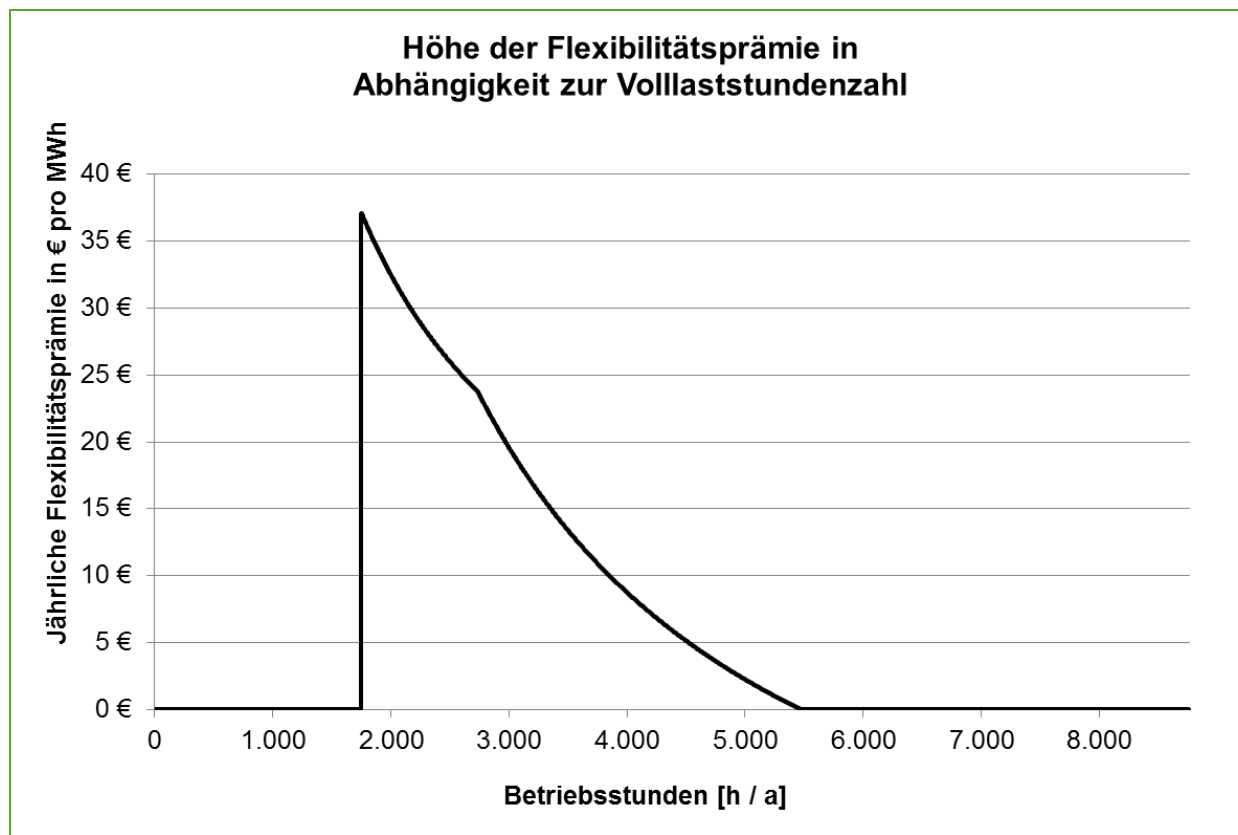


Abbildung 52: Höhe der Flexibilitätsprämie eines ZHKWs in Abhängigkeit der Betriebsstunden

Nach der aktuellen Berechnungsmethode können sogar sinnvolle Umbaumaßnahmen, wie z. B. Wärmedämmungen, ebenfalls dazu führen, dass entsprechende Biomethan-BHKWs den Anspruch auf die Flexibilitätsprämie gefährden. Da diese Änderungen des Wärmebedarfs von langfristiger Natur sind, ist die Wirtschaftlichkeit der Anlagen im EEG nicht mehr gegeben und sie müssen, nach der derzeitigen Gesetzeslage, unwiederbringlich ins KWKG (zurück-)gemeldet werden.

### EEG oder KWKG?

Die Entscheidung für oder gegen eine Ummeldung eines ZuhauseKraftwerks in die Direktvermarktung des EEGs basiert auf einer Wirtschaftlichkeitsanalyse mit der potenziellen Alternativentscheidung eines Betriebs im Rahmen des KWKGs. Für stromgeführte Mini-BHKWs mit VBH von in der Regel maximal 3.000 h ist die mit der Novellierung des EEGs im Jahre 2011 neu eingeführte Flexibilitätsprämie der ausschlaggebende Faktor für eine positive Entscheidung zugunsten des EEGs. Um die hohen variablen Gaskosten bei der Biomethanbeschaffung mit den entsprechenden Erlösen gemäß § 27 EEG abzudecken, ist nun eine Bandeinspeisung mit 7.000 Benutzungsstunden und mehr nicht mehr zwingend notwendig. Dieser Entscheidungsprozess „EEG oder KWKG“ erfordert ein aufwendigeres Controlling-Konzept, besonders wenn dadurch die Steuerung von mehreren Hundert Anlagen beeinflusst

wird. Dafür hat LichtBlick ein Monitoring-Konzept implementiert, welches zunächst initial und dann iterativ für jede Anlage prüft, ob die Wirtschaftlichkeit im EEG gegeben ist.

Wird für eine Anlage festgestellt, dass der Betrieb im EEG aufgrund der technischen Voraussetzungen dauerhaft nicht mehr wirtschaftlich sein würde, z. B. hervorgerufen durch eine Änderung des Wärmebedarfs und damit der Volllaststunden des BHKWs, wird die betroffene Anlage wieder zurück in das KWKG-Regime überführt, da sie die für den Erhalt der Flexibilitätsprämie notwendigen Mindestbetriebsstunden nicht mehr erreicht. Diese Rückmeldung erfolgte im Jahr 2013 bei zehn Anlagen (Stand Oktober 2013).

### **Der Zertifizierungsprozess in der Praxis.**

Betrachtet man die erfolgte Ummeldung von 255 ZuhauseKraftwerken in das EEG-Regime, so zeigen sich an dieser Stelle für die Umsetzung der Direktvermarktung unter Nutzung der Flexibilitätsprämie noch deutliche Hürden. Zum einen wird ein äußerst tiefgehender Nachweisprozess durchlaufen. Zum anderen ist die Anzahl der Umweltgutachter für den Bereich der Energieerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien, die diesen Prozess begleiten, begrenzt. Für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist nach § 33i EEG 2012 die Begutachtung eines Umweltgutachters erforderlich. Die Prüfung muss für alle Anlagen einzeln durchgeführt werden.

Die Installation der ZuhauseKraftwerke ist bei den unterschiedlichen Objekten vergleichbar. Variationen entstehen nur durch die Anordnung und Anzahl der Anlagen und Speicher sowie die Bauserie der eingebrachten ZHKWs. Derzeit gibt es drei Bauserien, deren technische Parameter sich aber nur gering unterscheiden.

Da bei allen Installationen ein vergleichbares hydraulisches Verschaltungskonzept vorliegt, hat Lichtblick mit der DAU (Deutsche Akkreditierungs- und Zulassungsgesellschaft für Umweltgutachter) abgestimmt, nur zehn Prozent der installierten Anlagen vor Ort zu begutachten. Dabei erfolgt für alle betroffenen Bauserien und Mehrfachinstallationen mindestens eine Begutachtung. Es werden jedoch alle für die Direktvermarktung vorgesehenen BHKWs systemseitig geprüft. Diese Prüfung umfasst folgende Aspekte:

- die technischen Anlagenparameter der Anlagen,
- die Beschaffung und Bilanzierung des Biomethans bzw. des erzeugten Stroms,
- eine EEG-konforme Wärmenutzung und
- ein bedarfsorientierter Betrieb.

Bei der systemseitigen Prüfung werden alle im EEG aufgelisteten Nachweise dem Gutachter zur Verfügung gestellt. Nach Erhalt der Gutachten leitet LichtBlick diese an die jeweiligen Verteilnetzbetreiber weiter, da dies Grundlage für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist.

### **Bereitstellung und Stilllegung der Biogasmengen.**

Neben der Erstellung eines ex-ante Umweltgutachtens, um die Voraussetzungen der Flexibilitätsprämie zu erfüllen, ist nach Abschluss des Kalenderjahres (ex-post) ferner ein Herkunftsnachweis für die eingesetzten Substrate bei der Biomethanproduktion vorzulegen. Der Herkunftsnachweis erfolgt aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen des § 27 EEG ebenfalls durch einen Umweltgutachter. Die Umweltgutachten werden je Biomethananlagenstandort erstellt und beinhalten aufgrund der Anfor-

derungen an eine Massenbilanzierung (Pflicht seit 2013) auch die Rohbiogasproduktionsanlagen. Die in das deutsche Gasnetz eingespeisten Biomethanmengen müssen dann den einzelnen Verbrauchsstellen, den ZHKW-Standorten, zugewiesen werden. Diese sogenannte Bilanzierung ist zwar rein virtuell, doch eine Trennung der grünen Eigenschaft und der dokumentierten Biomethanmengen im Gasnetz ist seit 2013 durch das EEG nicht mehr möglich. Im Zuge einer Anpassung des Biogasregisters Deutschland im September 2013 können dort nun auch per „Schnittstelle“ Stammdaten von mehreren Standorten elektronisch in das Register gebracht werden. Die Verknüpfung zwischen dem Ort der Biomethaneinspeisung und den zahlreichen Ausspeisepunkten im Gasnetz wird damit deutlich vereinfacht.

# 11 Weiterführender Rechtsrahmen.

Die in der Praxis am weitesten verbreitete Verwendungsform für Biomethan stellt zweifelsohne die Stromerzeugung nach dem EEG dar. Der gegenwärtig bestehende Rechtsrahmen sieht aber auch weitere Förderpfade und Verwertungsmöglichkeiten für Biomethan vor:

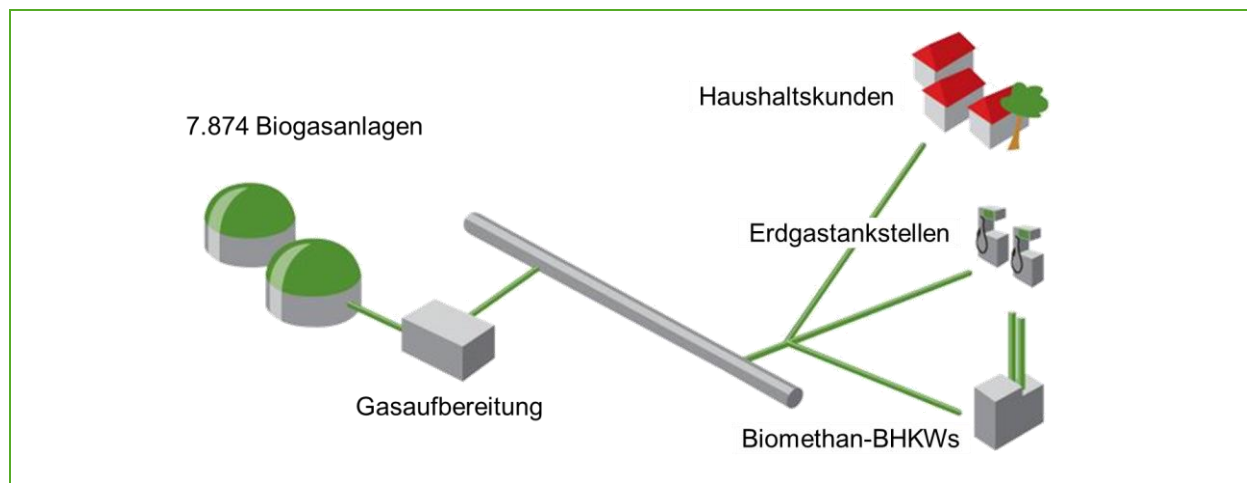


Abbildung 53: Nutzungsmöglichkeiten von Biomethan

Zudem sind in rechtlicher Hinsicht für die Planung und den Betrieb von Biomethan-BHKWs – über die bereits oben dargestellten vergütungsrelevanten Umstände und rechtlichen Optimierungsmöglichkeiten hinaus – einige weitere Aspekte zu berücksichtigen, die nachfolgend in einem ersten Überblick dargestellt werden sollen.

## 11.1 Weitere Fördermöglichkeit: EEWärmeG.

Beim Einsatz von Biomethan zur Stromerzeugung wird der erzeugte *Strom* – wenn alle Fördervoraussetzungen erfüllt werden – nach dem EEG vergütet. Impulse und Vorgaben zur Verwertung der aus Biomethan erzeugten Wärme setzt hingegen das **Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich**.<sup>43</sup> Das EEWärmeG bietet daher u.a. auch Betreibern von Biomethan-BHKWs verbesserte Möglichkeiten, die im gekoppelten Betrieb mit dem Strom erzeugte Wärme zu vermarkten.

Das EEWärmeG legt fest, dass spätestens im Jahr 2020 14 Prozent des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte in Deutschland aus erneuerbaren Energien stammen muss. Um dieses Ziel zu erreichen, sieht § 3 Abs. 1 EEWärmeG eine Pflicht zur anteiligen Nutzung von erneuerbaren Energien für die Eigentümer von neu errichteten Gebäuden vor. Weitere Anforderungen für die Nutzung von gasförmiger Biomasse ergeben sich aus § 5 Abs. 2 sowie Ziffer II. 1. der Anlage zum EEWärmeG. Soll zur Erfüllung der Nutzungspflicht aus § 3 Abs. 1 EEWärmeG gasförmige Biomasse eingesetzt werden, kann die

<sup>43</sup> Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 07.08.2008 (BGBl. I S. 1658), zuletzt geändert durch Gesetz vom 22.12.2011 (BGBl. I S. 3044).

Nutzungspflicht nach § 5 Abs. 2 EEWärmeG dadurch erfüllt werden, dass der Wärme- bzw. Kälteenergiebedarf zu mindestens 30 Prozent aus der Nutzung von gasförmiger Biomasse nach Maßgabe der Ziffer II. 1. der Anlage zum EEWärmeG gedeckt wird.

### 11.1.1 Voraussetzungen für die Erfüllung der Nutzungspflicht.

Als Biomasse im Sinn des EEWärmeG gelten nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 EEWärmeG Biomasse im Sinne der BiomasseV in der jeweils geltenden Fassung, zudem aber auch biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus privaten Haushalten und Industrie, Deponiegas, Klärgas, Klärschlamm im Sinne der Klärschlammverordnung vom 15. April 1992 in der jeweils geltenden Fassung und Pflanzenölmethylester. Weitere Anforderungen, die die gasförmige Biomasse erfüllen muss, damit bei deren Verwendung die Nutzungspflicht aus § 3 Abs. 1 EEWärmeG erfüllt werden kann, ergeben sich aus Ziffer II. 1. der Anlage zum EEWärmeG. Danach gilt die Nutzung von gasförmiger Biomasse nur dann als Erfüllung der Nutzungspflicht, wenn die Nutzung in einem Heizkessel, der der besten verfügbaren Technik entspricht, oder in einer **Kraft-Wärme-Kopplungsanlage** erfolgt.

Zudem sieht Ziffer II.1. der Anlage zum EEWärmeG vor, dass die Nutzung von gasförmiger Biomasse, die auf Erdgasqualität aufbereitet und eingespeist wird, nur dann als Erfüllung der Nutzungspflicht gilt, wenn bei der Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans die **Voraussetzungen des Gasaufbereitungsbonus** nach Nummer I.1.a bis c der Anlage 1 EEG eingehalten werden. Namentlich betrifft dies den Grenzwert für die Methanemissionen bei der Aufbereitung und den Stromverbrauch für die Aufbereitung sowie die Verpflichtung zur Bereitstellung der Prozesswärme zur Aufbereitung aus erneuerbaren Energien oder Abwärme. Als weitere Voraussetzung sieht Ziffer II.1. der Anlage zum EEWärmeG vor, dass die Menge des entnommenen Biomethans im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahrs der Menge von Gas aus Biomasse entsprechen muss, das an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist. Für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis hin zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz müssen Massenbilanzsysteme verwendet worden sein. Diese Anforderungen decken sich mit dem, was das EEG vorsieht, weshalb an dieser Stelle auf die Ausführungen unter 5.4 verwiesen werden kann.

### 11.1.2 Nachweise.

Nach § 10 EEWärmeG muss gegenüber der zuständigen Behörde die Einhaltung der soeben dargestellten gesetzlichen Anforderungen nachgewiesen werden. Vor dem Hintergrund, dass das EEWärmeG von den Ländern vollzogen wird (Art. 84 Abs.1 S. 2 und 5 GG), richtet sich auch die Behördenzuständigkeit nach dem entsprechenden Landesrecht (vgl. § 12 EEWärmeG). Als zuständige Behörde dürften wohl insbesondere die unteren Baubehörden in Betracht kommen (z. B. in Baden-Württemberg, § 8 Abs. 1 EEWärmeG Baden-Württemberg).<sup>44</sup>

<sup>44</sup> Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg vom 20.11.2007 (GBl. S. 531), (im Folgenden EEWärmeG).

Gebäudeeigentümer, die Biomethan kaufen, müssen zudem die Deckung ihres Wärmebedarfs mit Wärme aus Biomethan zum vorgesehenen Umfang der zuständigen Stelle nachweisen (§ 10 Abs.1 Nr. 1 und Abs.2 EEWärmeG). Nutzt der Anlagenbetreiber die von ihm erzeugte Wärme selbst (Eigenversorgung), ist kein gesonderter Nachweis über den Mindestanteil zu führen. Zur Nachweisführung muss die **jährliche Abrechnung des Brennstofflieferanten** für die ersten fünf Jahre ab Inbetriebnahme der Heizungsanlage jeweils bis zum 30. Juni des Folgejahres der zuständigen Behörde vorgelegt werden (§ 10 Abs. 2 Nr. 1 lit. a EEWärmeG). In den danach folgenden zehn Jahren muss die Abrechnung jeweils fünf Jahre ab dem Zeitpunkt der Lieferung aufbewahrt und der zuständigen Behörde auf Verlangen vorgelegt werden (§ 10 Abs. 2 Nr. 1 lit. b EEWärmeG). Außerdem muss die Brennstoffabrechnung den Nachweis enthalten, dass die Anforderungen nach Nr. II.1 lit. c der Anlage zum EEWärmeG erfüllt sind (§ 10 Abs. 2 Nr. 1 in Verbindung mit Nr. II.4 lit. a der Anlage). Der Nachweis über die Beschaffenheit des zur Wärmeerzeugung eingesetzten Biomethans sowie über die Verwendung von Massenbilanzsystemen kann über das dena-Biogasregister (vgl. Abschnitt 4.5) geführt werden.

Nachgewiesen werden muss darüber hinaus – auch im Falle der Eigenversorgung –, dass das Biomethan in einer **KWK-Anlage** eingesetzt wird (§ 10 Abs. 3 iVm. Nr. II.5 und 1 lit.a der Anlage). Diese Bescheinigung muss der zuständigen Behörde innerhalb von drei Monaten ab dem Inbetriebnahmejahr der Heizungsanlage des Gebäudes, also bis zum 31. März des Folgejahres, auf Verlangen vorgelegt werden. Sie muss mindestens fünf Jahre ab dem Inbetriebnahmejahr der Heizungsanlage aufbewahrt werden, wenn die Nachweise nicht bei der Behörde verwahrt werden. Als Nachweis wird anerkannt die Bescheinigung eines Sachkundigen, des Anlagenherstellers oder des Fachbetriebs, der die Anlage eingebaut hat.

Die Nutzungspflicht aus § 3 Abs. 1 EEWärmeG kann alternativ auch dadurch erfüllt werden, dass der Wärmebedarf zu mindestens 50 Prozent aus KWK-Anlagen gedeckt wird (§ 7 Abs. 1 Nr. 1 lit.b EEWärmeG). Alternativ zu den Nachweisen über die Nutzung von Wärme aus Biomethan kann daher auch der Nachweis über die Nutzung von Wärme aus KWK-Anlagen geführt werden. Schließlich stellt das Biomethan-BHKW stets eine KWK-Anlage dar. Hierfür ist die Hocheffizienz der KWK-Anlage nachzuweisen. Bei KWK-Anlagen, die der Gebäudeeigentümer selbst betreibt, wird als Nachweis die Bescheinigung eines Sachkundigen, des Anlagenherstellers oder des Fachbetriebs, der die Anlage eingebaut hat, anerkannt und bei KWK-Anlagen, die durch einen Dritten betrieben werden, die Bescheinigung des Anlagenbetreibers (§ 10 Abs. 3 i.V.m. Nr. VI. 3 der Gesetzesanlage).

## 11.2 Gasnetzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen.

Der Netzanschluss von **Biogasaufbereitungsanlagen** ist gesetzlich in der Gasnetzzugangsverordnung (im Folgenden: GasNZV)<sup>45</sup> geregelt, einschließlich der Vorgaben zur Bilanzierung von Biogas. Demnach sind Netzbetreiber zum vorrangigen Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen an die Gasversorgungsnetze verpflichtet (§ 33 Abs. 1 Satz 1 GasNZV). Nur in Ausnahmefällen kann der Netzbetreiber den Anschluss verweigern. Korrespondierend zur vorrangigen Anschlusspflicht müssen Netzbetreiber zudem die entsprechenden Ein- und Ausspeiseverträge mit Transportkunden von Biogas

<sup>45</sup> Gasnetzzugangsverordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261), zuletzt geändert durch Gesetz vom 25.07.2013 (BGBl. I S. 2722) (im Folgenden (GasNZV)).



vorrangig abschließen und das Biogas vorrangig transportieren (§ 34 Abs. 1 GasNZV). Aufgrund des Verbots, den Netzanschluss unter dem Hinweis auf Kapazitätsengpässe zu verweigern, ist der Netzbetreiber verpflichtet, ggf. auch kostspielige Netzertüchtigungen durchzuführen. Die gesetzlichen Ausbaupflichtungen beziehen sich dabei nicht nur auf das Anschlussnetz, sondern auch auf die Rückspeisung in benachbarte Netze (§ 34 Abs. 4 Satz 2 GasNZV).

### 11.2.1 Netzanschlussverfahren.

#### Netzanschlusspflicht.

Das Netzanschlussverfahren wird durch den Anschlussnehmer der Biogasanlage eingeleitet, indem er bei dem örtlich zuständigen Netzbetreiber einen entsprechenden Antrag stellt (§ 33 Abs. 1 Satz 1 GasNZV). Innerhalb von zwei Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens muss der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer darlegen, welche Prüfungen für die Entscheidung über das Anschlussbegehren notwendig und welche Kosten für die Prüfung vom Anschlussnehmer zu tragen sind (§ 33 Abs. 4 Satz 1 GasNZV). Nach Zahlung eines Vorschusses für die Prüfungskosten i. H. v. 25 Prozent hat der Netzbetreiber die Prüfung unverzüglich durchzuführen.

Der Netzbetreiber hat den vom Anschlussnehmer beantragten Netzanschluss technisch und wirtschaftlich innerhalb von drei Monaten zu prüfen (§ 33 Abs. 5 Satz 4 GasNZV). Sofern für die Durchführung der Prüfung notwendig, sind die vor- und/oder nachgelagerten Netzbetreiber einzubeziehen, die ihrerseits zur entsprechenden Mitwirkung verpflichtet sind (§ 33 Abs. 5 Satz 2 GasNZV).

Sagt der Netzbetreiber den Netzanschluss zu, hat er dem Anschlussnehmer nach weiteren drei Monaten ein verbindliches Vertragsangebot einschließlich Zusicherung einer garantierten Mindesteinspeisekapazität zu unterbreiten (§ 33 Abs. 6 Satz 3 und 4 GasNZV). Nach Abschluss des **Netzanschlussvertrags** hat der Anschlussnehmer 18 Monate Zeit, um mit dem Bau der Biogasaufbereitungsanlage zu beginnen, andernfalls ist der Netzbetreiber vom Netzanschlussvertrag entbunden (§ 33 Abs. 6 Satz 5 GasNZV). Für den Netzanschlussvertrag hat der Netzbetreiber das Vertragsmuster aus der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KoV) in der jeweils gültigen Fassung zu verwenden (vgl. dort II. 1).

Zentrales Element zur Vorbereitung des Netzanschlusses ist ein vom Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer gemeinsam zu erarbeitender **Realisierungsfahrplan**, auf dessen Grundlage der Netzbetreiber den Anschluss herstellt. Dieser Realisierungsfahrplan enthält unter anderem Vereinbarungen über die einzelnen Schritte zur Herstellung des Netzanschlusses und der Einspeisekapazität sowie Regelungen zu den Folgen bei Nichteinhaltung wesentlicher, insbesondere zeitlicher, Vorgaben, vgl. § 33 Abs. 7 GasNZV. Der Netzbetreiber hat den Realisierungsfahrplan unverzüglich der Regulierungsbehörde vorzulegen.

Eine Anschlussverweigerung ist nur bei betriebsbedingter oder sonstiger wirtschaftlicher Unzumutbarkeit oder technischer Unmöglichkeit denkbar und ist vom Netzbetreiber nachzuweisen (§ 33 Abs. 8

GasNZV i. V. m. § 17 Abs. 2 EnWG).<sup>46</sup> Gleiches gilt für die Netzzugangs- bzw. Einspeiseverweigerung bei technischer oder wirtschaftlicher Unmöglichkeit nach § 34 Abs. 2 Satz 1 GasNZV.

### **Kostentragung.**

Für die durch den Netzanschluss verursachten Kosten differenziert die GasNZV zwischen den Kosten der Errichtung des Netzanschlusses einerseits und den Kosten für den Netzausbau andererseits. Die Kosten für den Netzanschluss, nach § 32 Nr. 2 GasNZV die Netzanschlussanlagen und die Verbindungsleitung zwischen Biogasaufbereitungsanlage und Gasversorgungsnetz, einschließlich der Kosten der Planung durch den Netzbetreiber sind vom Anschlussnehmer und vom Netzbetreiber im Verhältnis von 25 zu 75 zu tragen, wobei für den ersten Kilometer Leitungslänge eine Deckelung zugunsten des Anschlussnehmers i. H. v. 250.000 EUR vorgesehen ist. Ab dem zehnten Kilometer der Verbindungsleitung trägt der Anschlussnehmer die Kosten für die Leitung allein. Alle übrigen Kosten, die nicht zum Netzanschluss zählen, etwa Kosten für den Netzausbau, trägt der Netzbetreiber allein. Der Netzbetreiber wiederum kann seine Kosten über die sog. Biogas-Kostenwälzung nach § 20b GasNEV<sup>47</sup> wälzen, die dann über die Netze des jeweiligen Marktgebiets verteilt umgelegt werden.

### **11.2.2 Verträge.**

Grundsätzlich finden zur Ausgestaltung von Gasnetzanschluss- und -zugang bei Biogasaufbereitungsanlagen die allgemeinen Vertragstypen Anwendung: Im Wesentlichen gibt es drei Vertragsarten: Netzanschluss- bzw. Anschlussnutzungsvertrag, Biogas-Einspeisevertrag und Biogas-Bilanzkreisvertrag.

Gemäß § 31 Abs. 3 Nr. 2 GasNZV hat der Netzbetreiber auf seiner Internetseite standardisierte Bedingungen für den Netzanschluss zur Verfügung zu stellen. Nach § 3 Abs. 6 GasNZV müssen alle Verträge und Bedingungen von den Netzbetreibern einen transparenten, diskriminierungsfreien und effizienten Netzzugang zu angemessenen Bedingungen ermöglichen.

#### **Netzanschluss- bzw. Anschlussnutzungsvertrag.**

Für den Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag Biogas hält die KoV in der aktuellen Fassung ein Vertragsmuster bereit. Vertragsparteien des Netzanschluss- bzw. Anschlussnutzungsvertrags sind der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer bzw. Anschlussnutzer.

Anschlussnehmer ist nach § 32 Nr. 2 GasNZV jede juristische oder natürliche Person, die als Projektentwicklungsträger, Errichter oder Betreiber der Biogasaufbereitungsanlage den Netzanschluss dieser Anlage beansprucht. Anschlussnutzer ist derjenige, der den Anschluss der Biogasaufbereitungsanlage an das Verteilnetz tatsächlich zum Zwecke der Einspeisung durch Bereitstellung des Biogases zum Transport in Anspruch nimmt. Sofern Anschlussnehmer und Anschlussnutzer auseinanderfallen, sind grundsätzlich separate Vertragswerke zu verwenden.

---

<sup>46</sup> Energiewirtschaftsgesetz vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Gesetz vom 07.08.2013 (BGBl. I S. 3154) (im Folgenden EnWG).

<sup>47</sup> Gasnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2197), zuletzt geändert durch Verordnung vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250) (im Folgenden: GasNEV).

Der Netzanschlussvertrag wird zudem vom bereits erwähnten Realisierungsfahrplan nach § 33 Abs. 7 GasNZV ergänzt.

#### **Biogas-Einspeisevertrag.**

Der Einspeisevertrag Biogas ist ein „normaler“ Einspeisevertrag i. S. d. § 20 Abs. 1 b Satz 2 EnWG. Er ist zwischen dem Einspeiser bzw. Transportkunden des Biogases und dem Verteilnetzbetreiber zu schließen. Die maßgeblichen Regelungen zur Einspeisung des Biogases sind den §§ 34, 36 GasNZV zu entnehmen. Die vorgegebenen und standardisierten Netzzugangsbedingungen für den Einspeisevertrag Biogas finden sich ebenfalls in der aktuellen Fassung der KoV.

#### **Biogas-Bilanzkreisvertrag.**

Vertragsparteien des Biogas-Bilanzkreisvertrags sind der Marktgebietsverantwortliche und der Biogas-Bilanzkreisverantwortliche. Gegenstand des Biogas-Bilanzkreisvertrags ist die Bilanzierung von Biogas in gesonderten Bilanzkreisen nach § 35 GasNZV, wobei die Bilanzierung der bilanziellen Erfassung von ein- und ausgespeisten Mengen dient. Anders als Erdgas-Bilanzkreise, wo eine Tagesbilanzierung angewandt wird, ist es für Biogas-Bilanzkreise grundsätzlich ausreichend, wenn am Ende eines **Bilanzierungszeitraums** von zwölf Monaten die Ein- und Ausspeisungen ausgeglichen sind. Für die Abweichungen der täglichen Einspeisungen von den Ausspeisungen wird in Biogas-Bilanzkreisen eine Flexibilität von 25 Prozent der Jahreseinspeisemenge gewährt, wobei hier eine kumulierte Betrachtung für die Abweichungen anzuwenden ist. Wie bei Erdgas-Bilanzkreisen werden Abweichungen am Ende der 12 Monate sowie bei Überschreitung der Flexibilität durch den Marktgebietsverantwortlichen mit sog. positiver bzw. negativer Ausgleichsenergie abgerechnet. Um einen Gleichlauf zwischen einerseits dem Bilanzierungszeitraum nach GasNZV sowie Biogas-Bilanzkreisvertrag und andererseits dem Betrachtungszeitraum nach § 27c Abs. 1 Nr. 1 EEG zu ermöglichen, kann der erste Bilanzierungszeitraum auch kürzer als zwölf Monate gewählt werden (sog. Rumpfbilanzierung, § 35 Abs. 3 Satz 3 GasNZV). Die Regelungen zum Biogas-Bilanzkreis sind in Verbindung mit den allgemeinen Vorgaben zum Bilanzkreisvertrag ebenso in der aktuellen Fassung der KoV zu finden.

Aufgrund der derzeitigen Regelungen im Biogas-Bilanzkreisvertrag ist es im Rahmen der Biogasbilanzierung von Vorteil, Entnahmestellen als leistungsgemessene Entnahmestellen ohne Tagesband (RLMoT) zu führen. Bei Biogas-Bilanzkreisen ist nach dem Biogas-Bilanzkreisvertrag bei leistungsgemessenen Entnahmestellen ein Gleichklang von im Bilanzkreis erfasster Ausspeisemenge (sog. Allokationsmenge) und tatsächlich gemessener Ausspeisemenge gegeben, was die sog. Mehr-Minderungenabrechnung nach § 25 GasNZV entfallen lässt. Zudem fällt bei RLMoT-Entnahmestellen, anders als bei solchen mit Tagesband (RLMmT), keine Regel- und Ausgleichsenergieumlage an, obgleich der Biogas-Bilanzkreisvertrag die Biogas-Bilanzkreise bei RLMoT-Entnahmestellen von dem sog. Strukturierungsbeitrag ausnimmt, was bei Erdgas-Bilanzkreisen nicht der Fall ist.

### **11.3 Biomethanbezugsvertrag.**

Der Biomethanbezugsvertrag kann sowohl zwischen einem Biogasanlagenbetreiber und einem Transportkunden, als auch zwischen zwei Transportkunden oder einem Transportkunden und einem Endkunden, der das Biogas verwendet, geschlossen werden. Die Parteien, d. h. der Käufer und Verkäufer

fer, verpflichten sich, die vertraglich vereinbarte Menge Biogas bei Lieferung an Transportkunden an den sog. virtuellen Handelspunkt im Gasnetz oder, bei Lieferung an Endkunden, an eine bestimmte Entnahmestelle zu liefern bzw. dort das Biogas abzunehmen und zu vergüten.

Von besonderer Bedeutung im Biomethanbezugsvertrag sind die **Preisklauseln**, die regelmäßig die schwankenden Rohstoff- und Produktionskosten für die Erzeugung des Biogases widerspiegeln oder auch Bezug auf Preisindizes nehmen. Mittels Preisklauseln können Preise während des Vertragszeitraums entsprechend der in der Preisklausel vereinbarten Kriterien zu den im Vertrag vereinbarten Zeitpunkten angepasst werden. Alternativ kann ein Festpreis für die gesamte Vertragslaufzeit vereinbart werden. Eine Preisänderung ist dann nur noch durch gemeinsame Vereinbarung der Parteien über den neuen Preis möglich. Neben der Festlegung der abrechnungsrelevanten Messung sind allgemeine Vereinbarungen über die Haftung, Änderungen der Wirtschaftlichkeit, Einschränkungen der Lieferfähigkeit und Zahlungsmodalitäten zu treffen. Da eine Vertragslaufzeit von mehr als zwei Jahren im Einzelfall unzulässig nach dem allgemeinen Zivilrecht, insbesondere dem Recht der Allgemeinen Geschäftsbedingungen, sein könnte, ist auch bei der Vereinbarung der Vertragslaufzeit besondere Vorsicht geboten.

Im Biomethanbezugsvertrag ist zudem die **Beschaffenheit** des zu liefernden Biomethans zu regeln. Da sich diese unmittelbar auf die Vergütung für das ggf. weiterverkaufte Biogas nach dem EEG auswirkt, sollte besonders sorgfältig geprüft werden, ob die vereinbarte Beschaffenheit ausreicht, die angestrebte Vergütung zu erhalten (z. B. Grundvergütung, Einsatzstoffklasse I und/oder II, Gasaufbereitungsbonus 1, 2 oder 3 ct/kWh). Es empfiehlt sich, diejenigen Umstände, die an die Erzeugung, Aufbereitung und dem Transport des Biomethans anknüpfen und nach dem EEG Vergütungsvoraussetzung sind, im Vertrag exakt zu fixieren (zu den gesetzlichen Voraussetzungen für die einzelnen Vergütungsbestandteile vgl. 5.2). Dies betrifft vor allem die Einsatzstoffe (z. B. Biomasse im Sinne der BiomasseV bzw. andere Biomasse, Einhaltung des Ausschließlichkeitsprinzips, Substrate, für die eine ein-satzstoffbezogene Zusatzvergütung beansprucht werden kann), aber auch die Umstände der Erzeugung des Biomethans (z. B. Gärrestlager technisch gasdicht abgedeckt, Gasfackel installiert, für den Gasaufbereitungsbonus Nennleistung der Gasaufbereitungsanlage). Weiterhin ist darauf zu achten, dass der Biomethanhändler nach dem Vertrag verpflichtet ist, bis zur Übergabe des Biomethans – z.B. am virtuellen Handelspunkt – ein anerkanntes Massenbilanzierungssystem (z. B. das dena-Biogasregister) zu verwenden. Es sollten Regelungen zu den Nachweisen getroffen werden, die der Biomethanhändler über die vereinbarte Beschaffenheit zu erbringen hat. Hierzu bietet sich ebenfalls eine Nutzung des dena-Biogasregisters an.

Wird das zu erwerbende Biomethan im Wege des „**Mischeinsatzes**“ (vgl. dazu oben unter 5.3.4) z.B. aus Substraten der Einsatzstoffvergütungsklassen I und II erzeugt, ist zu bedenken, dass erst nach Ende des Kalenderjahrs mittels der Nachweise im Einsatzstofftagebuch feststeht, in welchem Verhältnis das Biomethan aus den Rohstoffen der Einsatzstoffvergütungsklasse I und II herrührt. Weil der Biomethanpreis – der in der Praxis regelmäßig am Wert des Biomethans für den Einsatz zur Stromerzeugung nach dem EEG ansetzt – unterjährig nur näherungsweise, anhand der tatsächlich eingesetzten Rohstoffe, bestimmt werden kann, kann es sich anbieten, monatliche Abschlagszahlungen zu vereinbaren. Abweichungen können dann im Rahmen einer Endabrechnung nach dem Jahresende berücksichtigt werden.

## 11.4 Gasnetzanschluss eines Biomethan-BHKWs.

Der Anspruch auf Netzanschluss von BHKW-Anlagen an ein Gasversorgungsnetz zur Ausspeisung von Gas richtet sich nach § 17 EnWG, sofern ein Anschluss an ein Netz der allgemeinen Versorgung in Niederdruck erfolgen soll, nach § 18 EnWG. Grundsätzlich ist der Netzbetreiber verpflichtet, Letztverbraucher, also auch BHKW-Anlagenbetreiber, zu angemessenen, transparenten und diskriminierungsfreien Bedingungen anzuschließen. Im Bereich des Anschlusses in Niederdruck regelt die Niederdruckanschlussverordnung (im Folgenden: NDAV) die wesentlichen Rechte und Pflichten von Netzbetreiber und Anschlussnehmer sowie -nutzer. Der Netzbetreiber kann nur in den Fällen wirtschaftlicher Unzumutbarkeit, außerhalb des Anschlusses in Niederdruck auch aus Gründen technischer Unmöglichkeit, den Anschluss verweigern, § 17 Abs. 2, 18 Abs. 1 Satz 2 EnWG.

## 11.5 Wärmeliefervertrag und AVBFernwärmeV.

Die im Biomethan-BHKW erzeugte Wärme kann der Anlagenbetreiber an Dritte liefern, z. B. zum Zwecke der Raumheizung eines Wohnhauses. Hierzu schließt der Anlagenbetreiber als Wärmelieferant Wärmelieferverträge mit seinen Kunden, in denen neben Regelungen über die Versorgung des Kunden mit der Wärme auch die Abrechnungs- und Preisregelungen und weitere Bestimmungen aufgenommen werden können. Für die gewerbliche Lieferung von Wärme existiert ein gesetzliches Regelungssystem, die den Inhalt von entsprechenden Lieferverträgen weitgehend vorgeben: Es handelt sich um die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV).<sup>48</sup>

Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs steht der Anwendung der AVBFernwärmeV nicht entgegen, dass es sich wie z. B. bei Contracting-Sachverhalten um „Nahwärmelieferungen“ handelt (BGH, Urteil vom 21.12.2011, Az.: VIII ZR 262/09). Zwingend anwendbar sind die Vorgaben der AVBFernwärmeV allerdings nur, wenn der Wärmelieferant Formularverträge, d. h. für eine Vielzahl von Verträgen vorformulierte Verträge, verwendet (vgl. § 1 AVBFernwärmeV). Sofern es hieran fehlt, weil der Wärmeliefervertrag nur für ein einziges Projekt vorgesehen ist, oder die Vertragsbedingungen vom Kunden in den Vertrag eingebracht wurden oder mit ihm individuell ausgehandelt wurden, ist die Anwendung der AVBFernwärmeV den Vertragsparteien freigestellt.

Entscheiden die Parteien sich für eine Anwendung der Bestimmungen der AVBFernwärmeV, können die Parteien gleichwohl einzelne der in der AVBFernwärmeV enthaltenen Regelungen abweichend regeln. Dafür ist erforderlich, dass – wenn es sich um Bedingungen handelt, die vom Wärmelieferanten in den Vertrag eingebracht werden – dem Kunden auch ein Vertragsschluss zu den Bedingungen der AVBFernwärmeV angeboten wird und er sich ausdrücklich mit einer abweichenden Regelung einverstanden erklärt hat.

---

<sup>48</sup> Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme vom 20.06.1980 (BGBl. I S. 742), zuletzt geändert durch Gesetz vom 25.07.2013 (BGBl. I S. 2722) (im Folgenden: AVBFernwärmeV).

## 11.6 Weitere Verträge.

### 11.6.1 Netzanschluss- und Einspeisevertrag (Stromnetz).

Der Abschluss eines Netzanschluss- und Einspeisevertrags mit dem Stromnetzbetreiber, an dessen Netz das Biomethan-BHKW nach den Vorgaben des EEG anzuschließen ist, ist nach dem EEG nicht erforderlich. Netzbetreiber sind vielmehr verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nach den Vorgaben des § 5 EEG unverzüglich an ihr Netz anzuschließen und den gesamten angebotenen Strom unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen, zu verteilen und bei Vorliegen aller gesetzlichen Vergütungsvoraussetzungen auch zu vergüten. Diese Verpflichtungen dürfen sie nicht vom Abschluss eines Vertrags abhängig machen (§ 4 Abs. 1 EEG). Demnach können Betreiber von EEG-Anlagen den Anschluss ihrer Anlage an das von dem nach § 5 EEG verpflichteten Netzbetreiber betriebene Stromnetz sowie die Abnahme und Vergütung des Stroms auch ohne eine besondere vertragliche Regelung erzwingen.

Vielfach kann es aber sinnvoll sein, dennoch einen Netzanschluss- und/oder Einspeisevertrag mit dem Stromnetzbetreiber abzuschließen. Denn darin können auch über die Vorschriften des EEG hinausgehende Regelungen, z. B. zu den Zahlungsflüssen im Rahmen von Abschlagszahlungen, zur Haftung, zum Gerichtsstand, zur Rechtsnachfolge etc. getroffen werden. Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass in solchen Verträgen keine Regelungen getroffen werden dürfen, die zu Lasten des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers von den Bestimmungen des EEG abweichen (§ 4 Abs. 2 EEG). Enthält ein Vertrag solche Regelungen, die von den Vorgaben des EEG abweichen, sind diese in der Regel nichtig; d. h. der Vertrag entfaltet insoweit keine Wirkung. Dies hat aber auf die übrigen vertraglichen Regelungen zumeist keine Auswirkungen.

### 11.6.2 Kauf- und ggf. Wartungsvertrag BHKW.

Des Weiteren ist über den Erwerb des BHKWs ein Vertrag abzuschließen. Der **Kaufvertrag** sollte schriftlich formuliert werden und zusätzlich zu den Hauptpflichten der Kaufpreiszahlung und der Übergabe des BHKWs eine möglichst genaue Beschreibung der BHKW-Anlage enthalten. Insbesondere sollten der Hersteller und die Typenbezeichnung der einzelnen Bauteile genannt werden. Der Kaufvertrag sollte Angaben zum Effizienzgrad für die elektrische, thermische und Feuerwärmeleistung (inkl. Schwankungsbereich) enthalten und sollte Bezugnahmen auf das Messverfahren (DIN-Norm) enthalten. Liefertermin und Zahlungsmodalitäten sollten vereinbart werden. Es empfiehlt sich, Vereinbarungen zu Garantien oder sonstigen über die gesetzlichen Gewährleistungsrechte hinausgehenden Zusagen festzuhalten.

Es ist möglich und ggf. empfehlenswert, mit dem BHKW-Hersteller zusätzlich einen **Wartungsvertrag** abzuschließen. Hierbei sollte darauf geachtet werden, im Hinblick auf die zu erbringenden Serviceleistungen möglichst eine Verfügbarkeitsgarantie zu vereinbaren, um längere Betriebsunterbrechungen zu vermeiden.

## 12 Branchenakteure und Kontakte.

Im Folgenden werden die am vorliegenden Leitfaden beteiligten Unternehmen kurz vorgestellt. Neben den Projektpartnern wurde das Konsortium durch Praxispartner und deren nützliche Beiträge und Erfahrungen aus der Branche ergänzt.

### 12.1 Projektpartner.

#### 12.1.1 Deutsche Energie-Agentur

Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) ist das Kompetenzzentrum für Energieeffizienz, erneuerbare Energien und intelligente Energiesysteme. Das Leitbild der dena ist es, Wirtschaftswachstum zu schaffen und Wohlstand zu sichern – mit immer geringerem Energieeinsatz. Dazu muss Energie so effizient, sicher, preiswert und klimaschonend wie möglich erzeugt und verwendet werden – national und international.



Die dena entwickelt Märkte für Energieeffizienz und erneuerbare Energien und kooperiert dafür mit Akteuren aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Sie engagiert sich in den Verbrauchssektoren Gebäude, Strom und Verkehr genauso wie in Fragen der Energieerzeugung, Vernetzung und Speicherung. Sie stößt vorbildliche Projekte an, zeichnet Vorreiter aus, berät Politiker, Hersteller und Dienstleister, qualifiziert Multiplikatoren, informiert Verbraucher, baut Netzwerke auf, bewertet Technologien, analysiert Auslandsmärkte und entwickelt Zukunftsszenarien. Die dena setzt vor allem auf marktwirtschaftliche Instrumente und innovative Energiedienstleistungen, die von Ordnungspolitik und Förderprogrammen sinnvoll flankiert werden.

Im Rahmen der Projekte biogaspartner und biogasregister unterstützt die dena die Marktgestaltung zur Biogaseinspeisung und -nutzung im engen Austausch mit zahlreichen Akteuren entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Das Projekt biogaspartner stellt eine Plattform für knapp 70 Partner aus Landwirtschaft, Geräte- und Anlagenbau, Energie- und Finanzwirtschaft sowie Wissenschaft dar, die v. a. zur Informationsbeschaffung und -aufbereitung sowie Verbreitung dient. Die dena hat das Biogasregister im Jahr 2010 entwickelt, das für Produzenten, Händler und Verbraucher auf einfache Weise die Dokumentation der erzeugten, gehandelten oder genutzten Biogasqualitäten ermöglicht.

### 12.1.2 Becker Büttner Held (BBH)

Als Partnerschaft beschäftigt Becker Büttner Held (BBH) gegenwärtig an den Standorten Berlin, Brüssel, Hamburg, Köln, München und Stuttgart etwa 250 Rechtsanwälte, Steuerberater, Wirtschaftsprüfer und Ingenieure und gehört zu den renommiertesten Energierechtskanzleien in Deutschland.



BBH hat in allen Bereichen des Energierechts eine herausragende und differenzierte Beratungsexpertise. Zu den Mandanten zählen u. a. ca. 350 Stadtwerke, Kommunen und Gebietskörperschaften, Contractoren, Betreiber regenerativer und konventioneller Erzeugungsanlagen, Industrieparks, Gewerbebetriebe, Flughäfen, Universitäten, Kliniken, Hotels, Unternehmen aus der Immobilienwirtschaft, Banken und Einkaufszentren. Neben der Beratungstätigkeit kann die Sozietät umfangreiche einschlägige wissenschaftliche Tätigkeiten und Publikationen vorweisen. Dabei sind Partner der Sozietät als Herausgeber der Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), der Zeitschrift Infrastrukturrecht (IR), des energierechtlichen Loseblatt-Standardwerks Energierecht („Danner/Theobald“) sowie des Kommentars zum EEG („Altrock/Oschmann/Theobald“) tätig.

Kennzeichnend für die Arbeitsweise der Sozietät ist ein interdisziplinärer Beratungsansatz unter umfassender Einbeziehung der technischen und wirtschaftlichen Aspekte des Energierechts. BBH berät deutsche und europäische Mandanten und ist Mitglied in der AEEC, einem Netzwerk führender europäischer Energierechtskanzleien.

### 12.1.3 Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)

Der Bereich Bioenergie-Systemtechnik des Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) forscht auf dem Gebiet der Integration von Bioenergieanlagen in Energieversorgungsstrukturen.



Im Vordergrund der FuE-Aktivitäten zur energetischen Biomassenutzung steht die Systemtechnik von Biogasanlagen, Biomasseheizkraftwerken, Biogasaufbereitungstechnologien und der Biomethannutzung (BHKW-Anlagen, Biomethantankstellen usw.).

Der Bereich Bioenergie-Systemtechnik gliedert sich in die Forschungsgruppen:

- Bedarfsorientierte Energiebereitstellung
- Biogasanlagentechnologie
- Gasaufbereitung, -einspeisung und -netze

Des Weiteren betreibt der Bereich ein Testzentrum Bioenergie-Systemtechnik am Hessischen BiogASForschungszentrum (HBFZ) in Bad Hersfeld. Eine Besonderheit des HBFZ ist die vorhandene Infrastruktur mit großtechnischer Forschungsbiogasanlage (900 m<sup>3</sup> Fermenterkapazität), zwei halbtechnischen Biogasanlagen (2 x 3 m<sup>3</sup>), ca. 170 Laborfermentern, 2 Mikrogasturbinen, Silagebuchten und Gülleproduktion vor Ort. Neben der Durchführung von öffentlichen Forschungsprojekten bietet das Fraunhofer IWES Beratungsdienstleistungen, Gutachten und Studien für kommunale Stadtwerke, Unternehmen und Politik mit den Schwerpunkten der Biogasaufbereitung sowie der bedarfsorientierten Ener-



giebereitstellung an. In diesen Zusammenhang spielt der effiziente Betrieb von Biomethan-BHKW-Anlagen eine wichtige Rolle.

#### 12.1.4 Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT

Fraunhofer UMSICHT entwickelt und optimiert industriennahe Verfahren der Umwelt-, Prozess-, Werkstoff- und Energietechnik. Unser Ziel ist es, nachhaltiges Wirtschaften, umweltschonende Technologien und innovatives Verhalten voranzubringen, um die Lebensqualität der Menschen zu verbessern und die Innovationsfähigkeit der Wirtschaft zu fördern.



Der Fokus unserer Biogasforschung liegt auf der Optimierung der biologischen und verfahrenstechnischen Prozesse und der Entwicklung zukunftsweisender Verfahren z. B. zur Substratvorbehandlung, Vergärung, Gasreinigung oder zur Methanisierung im Rahmen von Power-to-Gas-Konzepten. Im Themenfeld Biogaseinspeisung arbeitet Fraunhofer UMSICHT auf nationaler und internationaler Ebene an der Weiterentwicklung effizienter Gesamtsysteme zur Biogaserzeugung, -reinigung, -einspeisung und -nutzung. Wir erstellen Markt-, Technologie- und Anlagenmonitoringstudien und beraten deutsche und europäische Entscheidungsträger.

Im Bereich der GIS-gestützten Modellierung und Bilanzierung der Biomasseproduktion (Potenziale, Emissionen, Stoffströme, Standorte) im ländlichen Raum bietet Fraunhofer UMSICHT die Erstellung von Biomasse-Energiekatastern zur nachhaltigen Entwicklung von Energieversorgungskonzepten und Standorten an. Weiterhin bearbeiten wir fachübergreifende Querschnittsthemen wie Genehmigungs- und raumplanerische Fragestellungen sowie Akzeptanzfragen bei der Entwicklung von Biogaseinspeiseprojekten.

#### 12.1.5 Landwärme GmbH

Die Landwärme GmbH projiziert und betreibt Biogasaufbereitungsanlagen, handelt mit Biomethan und berät Kunden entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Landwärme beherrscht jeden Schritt eines Gaseinspeiseprojekts: vom Bau der Aufbereitungsanlage über Gastransport und -bilanzierung bis zur anschließenden Verwertung des Biomethans.



Von den umfassenden Leistungen profitieren sowohl Biogasproduzenten als auch Käufer und Verkäufer. Zudem verfügt Landwärme über ein eigenes umfangreiches Gasportfolio – Abnehmer erhalten somit jede benötigte Gasqualität und -menge. Das inhabergeführte Unternehmen aus München ist bereits seit 2007 eine etablierte Größe auf dem Biomethanmarkt. Mehr als zwanzig Projekte befinden sich im Stadium fortgeschrittener Entwicklung oder speisen bereits in das Erdgasnetz ein. Darüber hinaus beliefert Landwärme mehr als 50 Kunden aus dem eigenen Gasportfolio.

## 12.2 Praxispartner.

### 12.2.1 agri.capital

Die agri.capital-Gruppe zählt zu den größten dezentralen Energieerzeugern auf Biogasbasis in Deutschland. Das Unternehmen betreibt Biogasanlagen an derzeit 91 Standorten. Die elektrische Anschlussleistung beträgt insgesamt rund 90 MW. Weitere Anlagen befinden sich derzeit im Bau.



Die agri.capital-Gruppe ist ein vertikal integriertes Unternehmen, welches große Teile der gesamten Biogas-Wertschöpfungskette umfasst. Neben der Erzeugung von Strom und Wärme betreibt agri.capital derzeit elf Anlagen zur Einspeisung von insgesamt rund 570 Mio. Kilowattstunden Biomethan pro Jahr in das Erdgasnetz. In diesem Geschäftsfeld will agri.capital weiter wachsen und investiert künftig verstärkt in Biomethanprojekte. Zusätzlich zu den Bestandsanlagen befinden sich sieben weitere Anlagen in Bau bzw. in der Realisierungsplanung. Damit verfügt die Gruppe über eines der größten Biomethanerzeugungs-Portfolien und kann dadurch eine langfristige Versorgungssicherheit gewährleisten. Neben der Erzeugung übernimmt agri.capital auch die komplette Abwicklung des Bilanzkreismanagements, des Transports und der Netznutzung.

### 12.2.2 ARCANUM Energy

Wir verbinden Angebot und Nachfrage von Bioerdgas. Dafür unterstützen wir als ARCANUM Energy unsere Kunden durch kompetente Beratung und innovative Dienstleistungen, womit wir führend in Deutschlands Bioerdgasbranche sind.



Als unabhängiges Unternehmen bündeln wir seit mehreren Jahren unsere Kompetenzen im Markt der Erneuerbaren Energien. Mit einem Team aus Ingenieuren, Agrarökonomen und Kaufleuten verfügen wir über das wirtschaftliche und technische Know-how, aber auch die notwendige Erfahrung und Innovationskraft, die dieser Markt verlangt. Für den „Biogas Pool für Stadtwerke und Landwirte“ wurden wir 2011 von der dena ausgezeichnet und mit einem wachsenden Vermarktungs- und Bilanzkreisvolumen von bereits über 1,7 TWh sind wir Manager und Partner zahlreicher energie- und landwirtschaftlicher Kunden. Mitte 2013 starteten wir mit dem „Bioerdgas-Spotmarkt“, die erste Onlineplattform für den kurzfristigen Handel von Bioerdgas.

ARCANUM Energy versteht sich als vertrauensvoller Partner, der von der Projektentwicklung und dem Anlagenbetrieb über das Bilanzkreis- und Portfoliomanagement bis hin zum Energiehandel und zu strategischen Vertriebskonzepten alles anbietet, was für ein aussichtsreiches Bioerdgasgeschäft erforderlich ist, damit sich unsere Kunden auf ihr Kerngeschäft konzentrieren können.

### 12.2.3 bmp greengas GmbH

bmp greengas ist ein bundesweit tätiger Händler und Dienstleister im Biomethanmarkt. Das Unternehmen betreibt die größte unabhängige Handelsplattform für Biomethan in Deutschland: Mit einem Handelsvolumen von über 600 GWh in 2013 handelt bmp greengas mit ca. 15 Prozent des deutschen Biomethans.



Vom ausfallsicheren Transport über die reibungslose Bilanzierung und zuverlässige Lieferung für die Verstromung in der Kraft-Wärme-Kopplung bis hin zu Beimischprodukten zur Erzeugung regenerativer Wärme. An Erdgastankstellen bietet bmp greengas mit der Bereitstellung von Biomethan aus organischen Reststoffen eine bereits heute verfügbare Lösung für nachhaltige Mobilität an. bmp greengas ist Gründungs- und Steuerkreismitglied im Biogasregister der Deutschen Energie-Agentur (dena) und sorgt so für einen sicheren Nachweis der Biomethanmengen und -qualitäten für seine Kunden.

### 12.2.4 enerbasics

enerbasics vermittelt an der Schnittstelle von Technik, Wirtschaft und Ökologie. Aufgrund unserer früheren Tätigkeiten in der (erneuerbaren) Energiewirtschaft verfügen wir über tiefgehende Kenntnisse in allen drei Bereichen und kombinieren diese mit einem sensiblen Gespür für die Besonderheiten eines jeden Projekts.



Unser Beratungsansatz basiert auf einer methodisch strukturierten Arbeitsweise und stark partnerschaftlich orientierter Zusammenarbeit mit unseren Auftraggebern. Es ist uns wichtig, dass unsere Lösungen für alle Beteiligten nachvollziehbar sind. Komplexe Fragestellungen brechen wir gemeinsam auf ihre wesentlichen Bestandteile herunter. So schaffen wir die Substanz, die als Grundlage für Entscheidungen und weitere Zusammenarbeit dient. Als Team verbindet uns der Anspruch auf höchste Qualität, Umsetzbarkeit und gemeinsame Weiterentwicklung. Ein breites Netzwerk an Spezialisten und Kooperationspartnern werden je nach Bedarf und Situation unterstützend einbezogen

### 12.2.5 HAASE Energietechnik GmbH

Die HAASE Energietechnik GmbH steht für marktführende Qualität und Innovationen bei der Behandlung und Veredelung von Biogas, Deponiegas, Klärgas, Erdgas und Sickerwasser.



Mit High-Tech-Komponenten aus eigener Fertigung erzielt das Unternehmen eine außergewöhnliche Verfügbarkeit und einen optimalen Nutzungsgrad technischer Anlagen. Erstklassiger Service und erfahrene Betriebsführung sichern den nachhaltigen Erfolg.

#### Tätigkeitsbeschreibung

Bau von Biomethan-, Erdgas-, Bio-, Klärgas-BHKWs (Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen), Biogasaufbereitungs- / Biogaseinspeiseanlagen und Hochtemperaturverbrennungsanlagen für schadstoffbelastete Gase, Deponiegasanlagen, Abwasserbehandlungsanlagen, Service und Dienstleistungen.

### 12.2.6 LichtBlick SE

LichtBlick ist mit über 600.000 Kunden der größte konzernunabhängige Anbieter von sauberer Energie und Marktführer für Ökostrom und Ökogas. Seit 1998 kämpfen wir dafür, dass in Deutschland die Energiewende Wirklichkeit wird.



Mit innovativen Lösungen wie SchwarmStrom ist LichtBlick heute die treibende Kraft auf dem Weg zu einer nachhaltigen Zukunft der Energie. Mit dem SchwarmDirigenten entwickelt LichtBlick die IT-Plattform für die Vernetzung und energiewirtschaftliche Optimierung dezentraler Kraftwerke, Speicher und Lasten. Das erste SchwarmStrom-Projekt sind ZuhauseKraftwerke – Blockheizkraftwerke, die von unserem Partner Volkswagen produziert werden. Wir setzen unsere Mini-Kraftwerke für eine effiziente Wärme- und Stromversorgung ein.

### 12.2.7 Städtische Werke AG

Die Städtische Werke AG aus Kassel ist ein Tochterunternehmen der Kasseler Verkehrs- und Versorgungs-GmbH. Aus zentraler Lage versorgen wir deutschlandweit rund 150.000 Haushalte und Unternehmen mit Energie.



Im Rahmen unserer Energiedienstleistungen planen, bauen und betreiben wir bundesweit energietechnische Anlagen für unsere Kunden und das mit Erfolg seit über 25 Jahren. Mit dem Jahr 2007 engagieren wir uns darüber hinaus im Bereich des Biomethangeschäftsfeldes. Wir besitzen weitreichende Kompetenzen in der gesamten Wertschöpfungskette. Von der Biogas- und Biomethanerzeugung über den Biomethanhandel und das Bilanzkreismanagement bis hin zur Biomethanverstromung in eigenen EEG-Anlagen sind uns die Abläufe für eine gewinnbringende Projektrealisierung im Detail bekannt. Im Rahmen unseres Dienstleistungsangebotes geben wir unsere Erfahrungen und Leistungen in der gewünschten Tiefe an unsere Kunden weiter. Mit diesem Angebot können unsere Kunden die interessanten Möglichkeiten einer Biomethan-BHKW-Anlage nutzen, ohne ihr Kerngeschäft aus den Augen zu verlieren.

## 12.3 Weitere Unterstützung.

Darüber hinaus möchten wir uns bei allen Branchenakteuren bedanken, die uns bei der Datensammlung von Kenngrößen aus realen BHKW-Projekten sowie mit ihrer qualifizierten Einschätzung von Sachverhalten behilflich waren. Insbesondere gilt unser Dank:

- AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
- Energiereferat Frankfurt
- Aquaform Energie- und Umwelttechnik GmbH
- KW Energie GmbH & Co. KG
- CUBE Engineering GmbH
- GBH Mieterservice Vahrenheide GmbH
- EcoConTec GmbH & Co. KG
- Sokratherm GmbH
- EnBW Ostwürttemberg DonauRies Aktiengesellschaft
- Team für Technik GmbH

■ Energie- und Wasserversorgung Bruchsal GmbH

■ Trianel

## 13 Abbildungsverzeichnis.

Abbildung 1: Biomethanmarkt, Mengen & Ziele .....	17
Abbildung 2: Ebenen der Bilanzierung .....	21
Abbildung 3: Marktgebiete Deutschland .....	23
Abbildung 4: Funktionsweise Nachweisführung im Biogasregister .....	25
Abbildung 5: Direktvermarktung mit Marktprämie .....	37
Abbildung 6: Höhe Marktprämie .....	38
Abbildung 7: Höhe der Flexibilitätsprämie in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstundenzahl .....	43
Abbildung 8: Testbetrieb für Gutachten zur Flexibilitätsprämie .....	44
Abbildung 9: Potenziale für Biomethan-BHKWs >200 kW <sub>th</sub> in einem Contractingmodell .....	47
Abbildung 10: Zahlenmäßige Verteilung der Biomethan-BHKWs nach Anlagengröße .....	49
Abbildung 12: Verteilung der Biomethan-BHKWs nach Inbetriebnahmejahr .....	50
Abbildung 13: Wärmebedarfsdeckung durch BHKWs und Kesselanlagen .....	53
Abbildung 15: Modular aufgebauter Rechteckspeicher .....	63
Abbildung 16: Liegender Speicherbehälter mit 300 m <sup>3</sup> Speichervolumen .....	64
Abbildung 18: Steuerentlastung für BHKW .....	76
Abbildung 19: Merit-Order-Prinzip .....	85
Abbildung 20: Leistungspreisentwicklung Minutenreserve .....	86
Abbildung 21: Durchschnittliche Leistungspreise MRL nach 4-Stunden-Blöcken .....	86
Abbildung 22: Leistungspreisentwicklung Sekundärreserveleistung Jan. 2009 - Jan. 2012 .....	87
Abbildung 23: Durchschnittlicher monatlicher Leistungspreis SRL .....	87
Abbildung 24: Durchschnittlicher monatlicher Leistungspreis Vergleich MRL und SRL .....	88
Abbildung 25: Wärmelastgang Krankenhaus .....	90
Abbildung 26: Wärmelastgang Bürogebäude .....	91
Abbildung 27: Wärmelastgang Fernwärmenetz .....	92
Abbildung 28: Exemplarischer Verlauf der Wärmespeicher Be- und Entladung .....	97
Abbildung 29: Konventionelle BHKW Auslegung (KKH Festvergütung) .....	98
Abbildung 30: Entkopplung Wärmeproduktion und -nutzung durch Wärmespeicherung (KKH-Direkt o. Flex) .....	99

Abbildung 31: Entkopplung Wärmeproduktion und -nutzung durch Wärmespeicherung (KKH-Direkt m. Flex) .....	101
Abbildung 32: Entkopplung Wärmeproduktion und -nutzung durch Wärmespeicherung (Büro-Direkt o. Flex).....	102
Abbildung 33: Entkopplung Wärmeproduktion und -nutzung durch Wärmespeicherung (Büro-Direkt m. Flex) .....	104
Abbildung 34: Konventionelle BHKW-Auslegung (FW-Festvergütung) .....	105
Abbildung 35: Entkopplung Wärmeproduktion und -nutzung durch Wärmespeicherung (FW-Direkt o. Flex).....	106
Abbildung 36: Entkopplung Wärmeproduktion und -nutzung durch Wärmespeicherung (FW-Direkt m. Flex) .....	107
Abbildung 37: Richtpreise für BHKW .....	109
Abbildung 38: Wartungs- und Instandhaltungskosten Erdgas-BHKWs .....	115
Abbildung 39: Theoretisches Erlössteigerungspotenzial 2012 in Abhängigkeit der Verlagerung von Stromproduktion auf die teuersten Stunden (ohne Prognosefehler) .....	117
Abbildung 40: Strompreisentwicklung im Tagesverlauf 2007 - 2012 (EPEX Spot SE) .....	119
Abbildung 41: Spezifischer Zusatzerlös durch Flexibilitätsprämie, KKH, 261 kW Bemessungsleistung .....	120
Abbildung 42: Spezifische EEG-Vergütungsstruktur für alle Varianten .....	121
Abbildung 43: Erforderliche Wärmepreise KKH.....	126
Abbildung 44: Erforderliche Wärmepreise Büro .....	128
Abbildung 45: Erforderliche Wärmeerlöse FW .....	129
Abbildung 46: Sensitivität des Wärmepreises bzgl. Eingangsgrößen, FW-Direkt m. Flex.....	130
Abbildung 47: Praxisbeispiel: Erlössituation 1 MW-BHKW .....	134
Abbildung 48: Praxisbeispiel: Erlössituation 500 kW-BHKW .....	134
Abbildung 49: Praxisbeispiel: Erlössituation 140 kW-BHKW .....	135
Abbildung 50: Praxisbeispiel: 400 kW-BHKW im flexiblen Betrieb.....	136
Abbildung 51: Beispielhafter Betrieb eines ZHKWs für zwei Tage .....	138
Abbildung 52: Höhe der Flexibilitätsprämie eines ZHKWs in Abhängigkeit der Betriebsstunden .....	139
Abbildung 53: Nutzungsmöglichkeiten von Biomethan .....	142

## 14 Tabellenverzeichnis.

Tabelle 1: Biomethan-Verwertungspfade .....	18
Tabelle 2: Biomethanpreise (aktuelle Praxiswerte von Landwärme und bmp greengas) .....	20
Tabelle 3: Ebenen der Bilanzierung .....	20
Tabelle 4: Kosten Biomethantransport (Quellen: Gaspool 2013; Netconnect 2013; Praxiswerte von Landwärme) .....	22
Tabelle 5: Investitionskostenmatrix für BHKW-Projekte .....	57
Tabelle 6: Materialien zur Latentwärmespeicherung .....	62
Tabelle 7: Abmessungen runder Speicher für die Modellfälle auf Basis typischer Geometrien .....	62
Tabelle 8: Abmessungen rechteckiger Speicher für die Modellfälle auf Basis typischer Rastermaße ....	63
Tabelle 9: Immissionsrichtwerte nach TA Lärm .....	66
Tabelle 10: Platzbedarf nach BHKW-Größe .....	68
Tabelle 11: Eigenschaften unterschiedlicher Regelleistungsarten .....	84
Tabelle 12: BHKW-Daten für Modellfälle bei Festvergütung .....	93
Tabelle 13: BHKW-Daten für Modellfälle Direkt o. Flex.....	94
Tabelle 14: BHKW-Daten für Modellfälle Direkt m. Flex .....	94
Tabelle 15: Exemplarischer Abgleich von Wärmeerzeugung und Wärmebedarf auf Basis des Fahrplans .....	96
Tabelle 16: Berechnung der Wärmespeicherkapazität.....	97
Tabelle 17: Wärmespeicherauslegung KKH Direkt o. Flex.....	101
Tabelle 18: Wärmespeicherauslegung KKH Direkt m. Flex.....	102
Tabelle 19: Wärmespeicherauslegung Büro Direkto. Flex .....	103
Tabelle 20: Wärmespeicherdimensionierung Büro-Direkt m. Flex .....	104
Tabelle 21: Wärmespeicherauslegung FW-Direkt o. Flex.....	106
Tabelle 22: Wärmespeicherauslegung FW Direkt m. Flex .....	107
Tabelle 23: Investitionskosten für die Speicher der Modellfälle .....	111
Tabelle 24: Betriebskosten Wasserspeicher .....	113
Tabelle 25: Betriebskosten Salzhydratspeicher .....	114
Tabelle 26: Zusatzerlöse durch optimierte Vermarktung für die Betriebsweise Direkt o. Flex (Strompreise 2012).....	118



Tabelle 27: Zusatzerlöse durch optimierte Vermarktung für die Betriebsweise Direkt m. Flex (Strompreise 2012) .....	118
Tabelle 28: Spezifische Vergütung durch die Flexibilitätsprämie für alle Modellfälle .....	121
Tabelle 29: Kosten und Stromerlöse KKH .....	123
Tabelle 30: Kosten und Stromerlöse Büro .....	123
Tabelle 31: Kosten und Stromerlöse FW .....	124
Tabelle 32: Übersicht der wichtigsten Projektparameter .....	124

## 15 Abkürzungen.

<b>AVBFernwärmeV</b>	Verordnung über allgemeine Bedingungen zur Versorgung mit Fernwärme
<b>BDEW</b>	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
<b>BFH</b>	Bundesfinanzhof
<b>BimSchG</b>	Bundesimmissionsschutzgesetz
<b>BimSchV</b>	Bundesimmissionsschutzverordnung
<b>BiomasseV</b>	Biomasseverordnung
<b>BMU</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
<b>BHKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>B</b>	Breite
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlenstoffdioxid
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz
<b>EEWärmeG</b>	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
<b>el.</b>	elektrisch
<b>EnergieStG</b>	Energiesteuergesetz
<b>EnergieStV</b>	Energiesteuerverordnung
<b>EnEV</b>	Energieeinsparverordnung
<b>EnWG</b>	Energiewirtschaftsgesetz
<b>EV</b>	Einspeisevergütung
<b>EWärmeG</b>	Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie (Baden-Württemberg)
<b>f<sub>Korr</sub></b>	Korrekturfaktor
<b>FW</b>	Fernwärme
<b>GasNEV</b>	Gasnetzentgeltverordnung
<b>GasNZV</b>	Gasnetzzugangsverordnung
<b>GDRS</b>	Gasdruckregelstrecke
<b>GKR</b>	Gesamtkapitalrendite
<b>H</b>	Höhe
<b>H<sub>s</sub></b>	Brennwert
<b>HT</b>	Hauptzeit

<b>KK</b>	Kapazitätskomponente
<b>KKH</b>	Krankenhaus
<b>KoV</b>	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>KWKG</b>	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
<b>L</b>	Länge
<b>m. Flex</b>	mit Flexibilitätsprämie
<b>MP</b>	Marktprämie
<b>MRL</b>	Minutenreserveleistung
<b>MSR-Technik</b>	Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik
<b>MÜT</b>	Marktgebietsüberschreitender Transport
<b>MW</b>	Marktwert
<b>NawaRo</b>	Nachwachsende Rohstoffe
<b>NB</b>	Netzbetreiber
<b>NDAV</b>	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung in Niederdruck
<b>NT</b>	Nebenzeit
<b>o. Flex</b>	ohne Flexibilitätsprämie
<b>P<sub>Bem</sub></b>	Bemessungsleistung
<b>P<sub>Inst</sub></b>	installierte Leistung
<b>P<sub>M</sub></b>	Managementprämie
<b>PRL</b>	Primärregelleistung
<b>P<sub>Zusatz</sub></b>	Zusatzleistung
<b>RLM</b>	Registrierende Leistungsmessung
<b>RLmT</b>	Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband
<b>RLMoT</b>	Registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband
<b>RW</b>	Referenzmarktwert
<b>SLP</b>	Standardlastprofil
<b>SRL</b>	Sekundärregelleistung
<b>StromStG</b>	Stromsteuergesetz
<b>TA</b>	Technische Anleitung

<b>th.</b>	thermisch
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
<b>UVP</b>	Umweltverträglichkeitsprüfung
<b>VBH</b>	Vollbenutzungsstunden
<b>VHP</b>	virtueller Handelspunkt
<b>WHG</b>	Wasserhaushaltsgesetz
<b>ZHKW</b>	„ZuhauseKraftwerk“
<b>[a]</b>	Jahre
<b>[Ct]</b>	Euro-Cent
<b>[dB]</b>	Dezibel
<b>[GWh]</b>	Gigawattstunden
<b>[h]</b>	Stunden
<b>[Hz]</b>	Hertz
<b>[kg]</b>	Kilogramm
<b>[kJ]</b>	Kilojoule
<b>[kW]</b>	Kilowatt
<b>[kWh]</b>	Kilowattstunden
<b>[m]</b>	Meter
<b>[m<sup>2</sup>]</b>	Quadratmeter
<b>[m<sup>3</sup>]</b>	Kubikmeter
<b>[MW]</b>	Megawatt
<b>[MWh]</b>	Megawattstunden
<b>[TWh]</b>	Terrawattstunden
<b>[°C]</b>	Grad Celsius

## 16 Literaturverzeichnis.

**AG Energiebilanzen (2013):** Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012. Jahresbericht. Berlin.

**Altrock, M.; Reichelt, S. (2013):** Entwicklung und Umsetzung eines Leitfadens zur EEG-konformen Dokumentation von Biomethan. Berlin.

**Beyrich, W.; Holzhammer, U.; Jentsch, M. (2012):** Funktionsmechanismen und Rahmenbedingungen des Strom- und Regelleistungsmarktes in Deutschland. In: Landwirtschaftliches Wochenblatt Westfalen Lippe.

**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013):** Materialsammlung Erdgas 2013. Berlin.

**Askill, J. (2010):** Heat Storage. Webseite aufgerufen 09/2013  
<http://fiziks.net/webpages/heatstorage.htm>.

**ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2012):** BHKW-Grundlagen. Frankfurt a. M..

**ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2011):** BHKW-Kenndaten – Module, Anbieter, Kosten. Frankfurt a. M..

**Beil, M. (2012):** Aktueller Stand der Biogaserzeugung, Biogasaufbereitung und Biogaseinspeisung in Deutschland. Präsentation DBI Fachforum am 06./07.11.2012 in Leipzig. Leipzig.

**BNetzA Bundesnetzagentur (2013a):** Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Bonn.

**BNetzA Bundesnetzagentur (2013b):** Gas - Marktgebiete. Webseite aufgerufen 09/2013  
[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzzugangundMesswesen/Gas/gas-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangundMesswesen/Gas/gas-node.html).

**dena Deutsche Energie-Agentur (2013):** Branchenbarometer Biomethan 01/2013. Rostek, S.; Blume, A.; Reinholz, T.. Berlin.

**dena Deutsche Energie-Agentur (2013b):** Stammdaten Biogasregister Deutschland - unveröffentlichte Datensammlung. Berlin.

**Dincer, I.; Rosen, M. (2002):** Thermal energy storage: systems and applications. Chichester.

**Drewag Netz GmbH (2013):** Netzentgelte Gas. Preisblatt.

**EEG / KWK-G (2013):** EEG-Anlagenstammdaten. Aufgerufen am 08/2013 <http://www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm>.

**Gaspool (2013):** Regel- und Ausgleichsenergieumlage. Webseite aufgerufen 08/2013  
[http://www.gaspool.de/regelenergie\\_umlage.html](http://www.gaspool.de/regelenergie_umlage.html).

**GfK SE (2009):** GfK Datenbank 2009. Nürnberg.

**Hasnain, S. M. (1998):** Review on sustainable thermal energy storage technologies, part1: Heat storage materials and techniques. In: Energy conversion and management. 39, Nr. 11. S. 1127-1138.

**Holzhammer, U.; Nelles, M.; Scholwin, F. (2013):** Flexible Stromerzeugung aus Bioenergie – ein relevanter Beitrag zum Gelingen der Energiewende? Vortrag im Rahmen des 7. Rostocker Bioenergieforum im Juni 2013 in Rostock.

**Holzhammer, U. (2012a):** Biomethan in KWK-Anlagen, anders als Erdgas in KWK? In: GWF-Gas/Erdgas, Seite 541-543.

**Holzhammer, U. (2012b):** Bedarfsorientierte Stromproduktion aus Biogas und Biomethan. In: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. - Recht, Technik, Wirtschaftlichkeit. 5. Workshop am 18./19. Mai 2011 in Berlin.

**Holzhammer, U.; Grope, J.; Nelles, M. (2012):** Erdgas oder Biomethan? In: Zeitung für kommunale Wirtschaft ZfK, Seite 9.

**Holzhammer, U.; Krautkremer, B. (2012):** Direktvermarktungsinstrumente im EEG 2012. Fachbeitrag zur 21. Jahrestagung Fachverband Biogas e.V. im Januar 2011 in Bremen.

**Holzhammer, U.; Herr, W.; Nelles M. (2012):** Ausgleich für das große Ganze: Direktvermarktung: Der flexible Betrieb von KWK-Anlagen auf Biogas- und Biomethanbasis hat Auswirkungen auf Betriebskosten. In: Zeitung für kommunale Wirtschaft ZfK, Seite30.

**Holzhammer, U. (2011):** Die neuen Instrumente im EEG: optionale Marktprämie und Flexibilitätsprämie. Vortrag im Rahmen des 5. Biomasse Forum im November 2011 in Bad Hersfeld.

**Leitner, S. (2013):** Innovative Thermal Energy Storage als neuartige Wärmespeicher: Physikalische Grundlagen und Aussichten.

**NetConnect Germany (2013):** Informationen über die Regelerneuerungsenergieumlage. Webseite aufgerufen 08/2013 <http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-4D136EC6-F9B70943/ncg/hs.xsl/810.htm>

**regelleistung.net (2013):** Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Webseite aufgerufen 10/2013 [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net).

**Sharma S.D.; Sagara, K. (2005):** Latent heat storage materials and systems: a review. In: International Journal of Green Energy 2:1. S 1-56.