

# Studie zur Aufbereitung und Einspeisung von Faulgas auf kommunalen Kläranlagen

im Auftrag der  
Bezirksregierung Düsseldorf



Dr.-Ing. G. Kolisch

Wuppertal, im April 2011

Bearbeitung der Studie durch:

Wupperverband  
Untere Lichtenplatzer Straße 100  
42289 Wuppertal

Dr.-Ing. Volker Erbe  
erb@wupperverband.de

WiW mbH  
Untere Lichtenplatzer Straße 100  
42289 Wuppertal

Dr.-Ing. Gerd Kolisch  
kol@wupperverband.de

Stadtwerke Solingen GmbH  
Beethovenstraße 210  
42655 Solingen

Norbert Feldmann  
n.feldmann@sws-solingen.de

## Inhalt

1	Projektziel .....	3
1.1	Hintergrund.....	3
1.2	Ziel der Studie .....	4
2	Sachstand .....	5
2.1	Energiebedarf und -potential kommunaler Kläranlagen .....	5
2.2	Klärgasaufbereitung und Netzeinspeisung.....	6
2.3	Nutzung des aufbereiteten Klärgases .....	8
2.4	Beispiele zur Klärgasaufbereitung auf Kläranlagen.....	8
3	Rechtliche Randbedingungen .....	10
3.1	Erneuerbare-Energien-Gesetz.....	10
3.2	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz .....	11
3.3	Gasnetzzugangsverordnung.....	13
3.4	Gasnetzentgeltverordnung.....	14
4	Untersuchung von Nutzungsvarianten .....	15
4.1	Nutzung des anfallenden Klärgases .....	15
4.1.1	Betrachtete Varianten .....	15
4.1.2	Gas- und Energiebilanz der Varianten .....	17
4.1.3	Kostenvergleich der Varianten.....	18
4.2	Co-Fermentation auf der Kläranlage.....	19
4.2.1	Randbedingungen der Co-Fermentation in NRW.....	19
4.2.2	Annahmen für eine Co-Fermentation.....	20
4.2.3	Kostenbetrachtung für die Co-Fermentation .....	20
4.3	Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeit.....	22
4.3.1	Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung .....	22
4.3.2	Ermittlung eines Produktpreises für das Gas .....	22
4.3.3	Einfluss einer Investitionsförderung .....	24
4.3.4	Einfluss der Strompreisentwicklung .....	24

---

5	Beispiel für eine externe Nutzung von Klärgas.....	25
5.1	Kurzbeschreibung des Klärwerks Kohlfurth.....	25
5.2	Co-Fermentation auf dem Klärwerk Kohlfurth .....	26
5.3	Externe Nutzung von Gas-, Strom- und Wärmeüberschüssen.....	28
5.4	Wirtschaftlichkeit und CO <sub>2</sub> -Einsparung .....	31
6	Wärmenutzung aus dem gereinigten Abwasser.....	34
6.1	Wärmegewinnung aus Abwasser.....	34
6.2	Bemessung von Wärmepumpe und-tauscher .....	35
6.3	Wärmereduzierung für das gereinigte Abwasser .....	36
7	Geschäftsmodelle .....	39
8	Zusammenfassung und Ausblick .....	40
9	Literatur .....	41

# 1 Projektziel

## 1.1 Hintergrund

Nach einer Studie des Umweltbundesamtes (UBA, 2006; Haberkern, 2008) entfallen auf die ca. 10.200 Kläranlagen in Deutschland rund 4.400 GWh bzw. etwa 0,7 % des bundesweiten Stromverbrauchs mit einem Ausstoß von rund 3 Mio. Mg CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Der Großteil des Verbrauchs (ca. 86 %) konzentriert sich auf etwa 2.000 Kläranlagen der Größenklassen 4 und 5 (> 10.000 EW). Auf 1.150 Kläranlagen wird der anfallende Schlamm anaerob unter Produktion von Klärgas stabilisiert. Das hierbei produzierte Faulgas<sup>1)</sup> wird überwiegend in Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Strom und Wärme umgewandelt oder direkt in Heizkesseln verfeuert, ein geringerer Anteil wird daneben abgefackelt.

Die derzeitige Stromproduktion von rund 1.000 GWh<sub>el</sub> könnte nach der UBA-Studie durch eine Optimierung der Klärgasgasverstromung verdreifacht werden. In Verbindung mit einer Reduktion auf der Verbrauchsseite und der Annahme von Co-Substraten erscheint eine Energieautarkie möglich. Die Wärmeströme der KWK-Anlagen liegen auf einem Temperaturniveau von rund 600 °C (Abgaswärmetauscher) bzw. 70/90 °C (Öl-/Wasserkühler und Heizkessel) und damit deutlich über dem Anforderungsprofil der Wärmenutzer Faulturm und Betriebsgebäude. Im Jahresmittel liegt die Wärmeproduktion von Kläranlagen in der Regel über dem Wärmebedarf, so dass die energieautarke Kläranlage verstärkt Wärme emittiert.

Die Aufbereitung des anfallenden Klärgases auf Erdgasqualität („Bioerdgas“) mit einer nachfolgenden Einspeisung in das kommunale Erdgasnetz entkoppelt die Gaserzeugung und die Verwertung räumlich und zeitlich. Vom Ort der Erzeugung kann das Gas über das bestehende Erdgasnetz zu geeigneten Verbrauchern (Wärmesenken) transport werden, die eine möglichst vollständige Nutzung der Abwärme aus der Verstromung ermöglichen. In wärmegeführten Blockheizkraftwerken oder mit einer Wärmeerzeugung in Kesselanlagen lässt sich dann für die Nutzung des eingespeisten Biogases ein Gesamtnutzungsgrad von über 90 % erreichen.

Die von der Kläranlage einspeisbare Gasmenge hängt direkt von dem Konzept zur Deckung des Wärmebedarfs ab. Bei einer wärmeorientiert betriebenen BHKW-Anlage könnten geringere Teile des Klärgases abgegeben werden als bei dem Betrieb einer Kesselanlage mit Klärgas und einer Deckung des Strombedarfs aus dem Netz. Durch die Nutzung von Abwasserwärme über Wärmetauscher in dem gereinigten Abwasserstrom könnte die einzuspeisende Gasmenge weiter gesteigert werden. Zu beachten ist auch das Potential aus einer Optimierung der Prozesse der Schlammbehandlung (Wärmebedarfsseite).

---

<sup>1)</sup> Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 25.10.2008) verwendet die Bezeichnung „Klärgas“ an Stelle des gebräuchlicheren Begriffs „Faulgas“. Im Folgenden wird diese Bezeichnung durchgängig übernommen.

## 1.2 Ziel der Studie

In der Studie soll ein integrales Gasnutzungskonzept für kommunale Kläranlagen mit anaerober Schlammstabilisierung entwickelt werden, das auf eine maximale Nutzung des Energiepotentials aus dem produzierten Klärgas zielt. In Form einer Variantenbetrachtung sollen die folgenden Nutzungen des Klärgases in Abhängigkeit von den verfahrenstechnischen, betriebstechnischen und betriebswirtschaftlichen Randbedingungen untersucht und auf ihre technisch-wirtschaftliche Umsetzbarkeit bewertet werden.

- Einsatz für reine Heizzwecke in einer Kesselanlage
- Eigenstromerzeugung mit Wärmenutzung durch Kraft-Wärme-Kopplung
- Betrieb der Kesselanlage mit Ausschleusung von Überschussgas
- Aufbereitung und Ausschleusung des Klärgases unter Nutzung von Abwasserwärme

Die Ergebnisse der Studie sollen anderen Betreibern von kommunalen Kläranlagen und Gasverteilungsnetzen zur Verfügung gestellt werden. Dies hat besondere Bedeutung vor dem Hintergrund der aktuell anstehenden Erneuerungsmaßnahmen an Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung auf vielen kommunalen Kläranlagen sowie dem großen Anteil an Kläranlagen, die trotz Klärgasproduktion bisher ausschließlich über eine Heizkesselanlage verfügen. Die Studie soll damit auch Betreibern Anreize für die weitere Verbesserung der eigenen verfahrenstechnischen Prozesse geben und einen Beitrag zur Steigerung der Reinigungsleistung kommunaler Kläranlagen leisten.

## 2 Sachstand

### 2.1 Energiebedarf und -potential kommunaler Kläranlagen

Der Energiebedarf kommunaler Kläranlagen kann über die Referenzwerte des Handbuchs Energie in Kläranlagen (MURL, 1999), des DWA-Leitfadens Senkung des Stromverbrauchs auf Kläranlagen (DWA BW, 2008) und die Vielzahl der durchgeführten Energieanalysen (u.a. Kaste et al., 2006) dargestellt werden. Für eine Kläranlage mit einer Anschlussgröße von 100.000 EW ergibt sich beispielhaft folgender Energieverbrauch (Idealwerte Modellanlage):

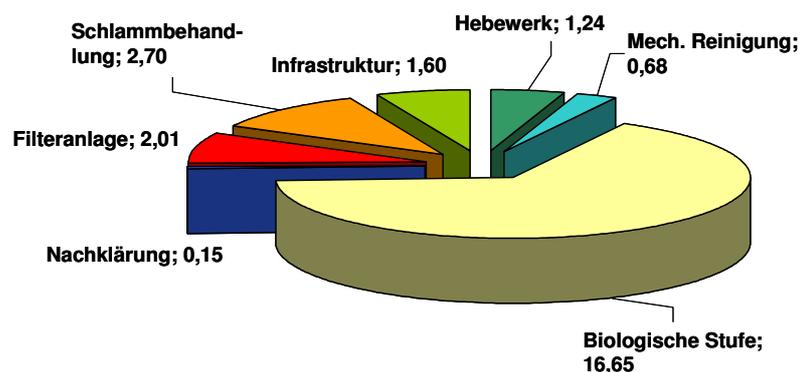


Bild 1: spezifischer Strombedarf in kWh/(E\*a) einer Kläranlage mit 100.000 EW<sub>BSB5</sub> (nach Handbuch Energie, MURL, 1999)

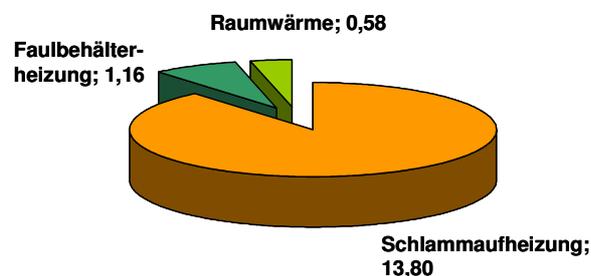


Bild 2: spezifischer Wärmebedarf in kWh/(E\*a) einer Kläranlage mit 100.000 EW<sub>BSB5</sub> (nach Handbuch Energie, MURL, 1999)

Mit einer spezifischen Klärgasproduktion von 20 l/(E\*d) und einem Methangehalt von 64 % errechnet sich ein Energiepotential von rund 45 kWh/(E\*a). Bei einer Nutzung des Klärgases in einer Kesselanlage mit einem thermischen Wirkungsgrad  $\eta_{\text{therm}}$  von 90 % ergibt sich eine Wärmeproduktion von 40 kWh/(E\*a), die den Wärmebedarf von 15,5 kWh/(E\*a) nach Bild 2 weit überschreitet. Der Einsatz einer Anlage zur Kraft-Wärme-Kopplung mit Wirkungsgraden von  $\eta_{\text{therm}} = 0,57$  und  $\eta_{\text{el}} = 0,33$  ermöglicht eine Produktion von 14,9 kWh/(E\*a) an Strom sowie 25,7 kWh/(E\*a) an Wärme. Aufgrund des jahreszeitlich schwankenden Wärmebedarfs der Schlammbehandlung kommt es auch hier im Sommer zu einem erheblichen Wärmeüberschuss, der in der Regel über Tischkühler an die Umwelt abgegeben wird.

## 2.2 Klärgasaufbereitung und Netzeinspeisung

Klärgas weist gegenüber Erdgas geringere Methangehalt sowie höhere Gehalte des Klärgases an Schwefelwasserstoff, Feuchtigkeit und weiteren Spurenstoffen auf. Die Grundbedingung für eine Einspeisung von aufbereitetem Klärgas in das öffentliche Gasnetz ist daher, dass dieses hinsichtlich bestimmter Parameter kompatibel mit dem zur Verteilung kommenden Grundgas ist. Weitere Randbedingungen sind die räumliche Nähe einer Netzanbindung sowie die Speicherkapazität des Gasnetzes. In Abhängigkeit von der Qualität des eingespeisten Gases wird zwischen Austausch- und Zusatzgas unterschieden. Die technischen Mindestanforderungen an die Gasqualität und die Einspeisung ergeben sich aus den folgenden DVGW-Arbeitsblättern:

- G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“ (11/04)
- G 260 „Gasbeschaffenheit“ (1/00)
- G 280 „Gasodorierung“ und
- G 685 „Gasabrechnung“

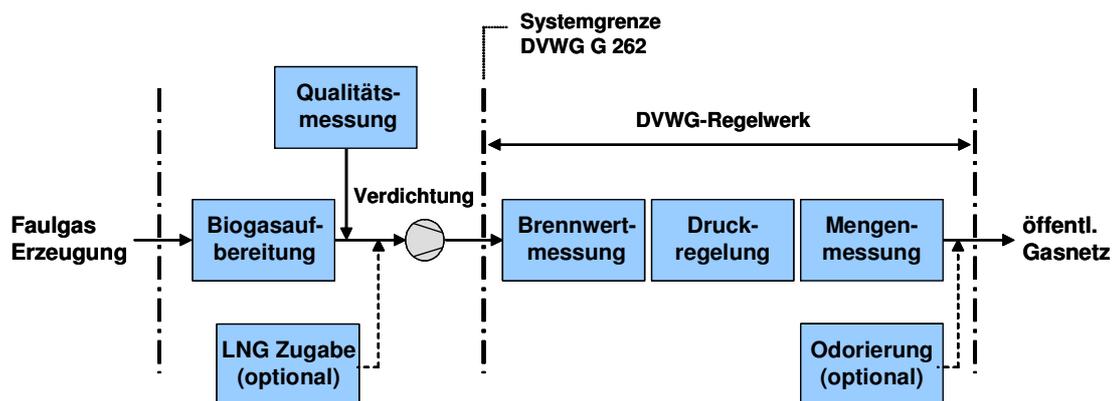


Bild 3: Liefer- und Systemgrenzen bei der Netzeinspeisung (nach ASUE, 2006)

- Austauschgas

Als Austauschgas wird ein Gasgemisch bezeichnet, das eine vom Grundgas abweichende Zusammensetzung bei gleichem Brennverhalten aufweist. Durch die Aufbereitung werden der Brennwert und der Wobbe-Index evtl. auch durch eine Anreicherung mit Propangas (LNG) entsprechend den Anforderungen des G 260 eingestellt. Die Einspeisung erfordert weitere technische Einrichtungen, wie z.B. eine Anschlussleitung, eine Verdichterstation, eine geeichte Gas-mengen- und Gasqualitätsmessung sowie ggf. eine Zwischenspeicherung (u.a. BMELV, 2007). Der Netzbetreiber übernimmt das Gas und transportiert es in seinem Netz zu den jeweiligen Kunden.

- Zusatzgas

Als Zusatzgas wird ein Gasgemisch bezeichnet, das eine vom Grundgas abweichende Zusammensetzung und ein abweichendes Brennverhalten aufweist. Da das Gas neben Methan noch höhere Anteile an CO<sub>2</sub> und weitere Gasbegleitstoffe enthält, ist es nicht kompatibel. Der Netzbetreiber übernimmt in diesem Fall das aufbereitete Gas zur Konditionierung. Zusatzgase können dem Grundgas daher nur in begrenzter Menge zugesetzt werden. Die Einspeisung ist aufgrund der erforderlichen Durchsatzmenge an Grundgas und der Abnehmerstrukturen damit übergeordneten Netzstrukturen vorbehalten (Urban, 2007).

Die Klärgasaufbereitung umfasst vier wesentliche Schritte: Entschwefelung, Trocknung, Verdichtung und CO<sub>2</sub>-Abtrennung. Für die Entschwefelung werden biologische Wäscher, bei einer Feinentschwefelung adsorptive Verfahren mit Aktivkohle eingesetzt. Zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung werden für Gasdurchsätze von 50 bis 500 m<sup>3</sup>/h unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Gesichtspunkte überwiegend die absorptive Druckwasserwäsche mit Wasser und die Druckwechseladsorption über Molekularsiebe (Steinkohle, Zeolithe) eingesetzt (Urban, 2007). Beide Verfahren sind weitestgehend Stand der Technik und erreichen Methangehalte im Produktgas von über 96 Vol.-% (Erdgas-H-Qualität) (Urban, 2007). Weitere adsorptive Verfahren sind die ebenfalls physikalische Selexol-Wäsche und die chemische Amin-Wäsche.

- Druckwasserwäsche (DWW)
  - simultane Entschwefelung
  - praxiserprobt (20 Anlagen in Schweden)
  - Beispiel: BGA Könnern (Sachsen), 1.250 Nm<sup>3</sup>/h
  - Hersteller: Malmberg Water AB (<http://www.malmberg.se>)  
Cirmac Int. BV (<http://www.cirmac.com>)
- Druckwechseladsorption (PSA, „pressure swing adsorption“)
  - Trocknung und Entschwefelung separat
  - trockenes Verfahren, A-Kohleanfall
  - Beispiel: BGA Pliening (Bayern), 920 Nm<sup>3</sup>/h
  - Hersteller: Carbotech Engineering GmbH (<http://www.carbotech.info>)



Bild 4: PSA-Containeranlage (CarboTech Engineering GmbH) BGA Pliening, Bayern  
(Quelle: <http://www.renewable-energy-systems.de>)

Eine detaillierte Beschreibung beider Aufbereitungsverfahren findet sich in der Studie *Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz* des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV, 2007).

### 2.3 Nutzung des aufbereiteten Klärgases

Das aufbereitete Gas ist nicht mehr mit dem ursprünglichen Roh- bzw. Klärgas vergleichbar. Es kann durch das öffentliche Gasverteilungsnetz beliebig verteilt und als Primärenergie genutzt werden. Die Gaserzeugung und die -nutzung werden durch das Gasnetz räumlich und durch die Bilanzierung der Gasnutzung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2008) zeitlich entkoppelt. Sofern es gelingt, die bei der Verstromung anfallende Wärme weitestgehend einer Nutzung zuzuführen (Heizzwecke, Prozesswärme), kann im Vergleich zu der Nutzung auf der Kläranlage ein deutlich höherer Nutzungsgrad erreicht werden. Der Methanverlust bei der Aufbereitung („Methanschlupf“) muss im Rahmen einer Ökobilanz jedoch berücksichtigt werden. Mögliche Nutzungen bestehen bei privaten Endkunden (z.B. Wohnsiedlung mit Fernwärmenetz) und bei öffentlichen oder industriellen Kunden (z.B. Schwimmbad, Verwaltungsgebäude, Fuhrpark).

### 2.4 Beispiele zur Klärgasaufbereitung auf Kläranlagen

In Deutschland wurde auf der Kläranlage Stuttgart-Mühlhausen von 1986 bis 1993 im Rahmen eines EU-Demonstrationsvorhabens Klärgas auf Erdgas-H-Qualität aufbereitet. Die technische Anlage arbeitete nach dem Verfahrensprinzip der chemischen Absorption mit Monoäthanolamin (MEA-Wäsche) und besaß eine Kapazität von bis zu 400 m<sup>3</sup>/h.



Bild 5: Gasaufbereitung HKW Stuttgart-Mühlhausen (Quelle: SES Stuttgart)

Auf dem Klärwerk Mönchengladbach-Neuwerk des Niersverbandes wurde von 1981 bis 1996 in einem BMFT-Projekt das Klärgas ebenfalls mit einer MEA-Wäsche aufbereitet und an den lokalen Gasversorger verkauft (BEI, 2003).

In Schweden wird auf der größten Stockholmer Kläranlage Henriksdal Klärgas zu „Bioerdgas“ aufbereitet. Das anfallende Klärgas wird in vier BHKW-Anlagen mit je 700 kW<sub>el</sub> sowie in drei Heizkesseln (6,9 MW<sub>therm</sub>) genutzt. Parallel dazu werden rund 600 m<sup>3</sup>/h Rohgas auf Erdgasqualität mit einer Druckwasserwäsche aufbereitet.

Auf der Kläranlage Norrköping wird der Wärmebedarf über Fernwärme abgedeckt. Rund 250 m<sup>3</sup>/h Rohgas werden ebenfalls mit einer DWW-Anlage aufbereitet und für eine Tankstelle auf dem Betriebsgelände und eine Tankstelle im 4 km entfernten Busdepot eingesetzt (BMELV, 2007).

Die Emschergenossenschaft in Essen erprobt auf der Kläranlage Bottrop seit dem Jahr 2007 die Aufbereitung von Klärgas zu Erdgas und Wasserstoff. Die Druckwechseladsorption verfügt über eine Kapazität von 120 m<sup>3</sup>/h. In einem ersten Schritt soll das erzeugte Gas über ein BHKW verstromt werden. In einem zweiten Schritt soll das reformierte Gas in einer Brennstoffzelle verstromt sowie über eine H<sub>2</sub>-Tankstelle vertrieben werden (<http://www.brennstoffzelle-nrw.de>).

Die Hamburger Stadtentwässerung hat im März 2011 auf dem Klärwerk Köhlbrandhöft eine Anlage zur Aufbereitung von Klärgas in Betrieb genommen. Die Anlage, die nach dem Prinzip der Amin-Wäsche unter Nutzung von Abwärme aus der Schlammverbrennungsanlage arbeitet, hat eine Kapazität von 500 m<sup>3</sup>/h. Das Klärgas wird auf Erdgas-H-Qualität mit einem Methangehalt von 99,5 % aufbereitet und in das kommunale Gasnetz eingespeist (Schurig und Schäfer, 2010 sowie persönliche Auskunft Hamburg Wasser).

### 3 Rechtliche Randbedingungen

#### 3.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Die Vergütungsregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien wurden mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 21.7.2004) im Jahr 2008 (EEG, 25.10.2008) teilweise geändert. Das novellierte EEG gilt seit dem 1.1.2009.

Die Vergütung für die Stromerzeugung aus Klärgas wurde in dem novellierten EEG entsprechend der im EEG (2004) vorgesehenen Degression angepasst. Eine wichtige Bedeutung für die Höhe der Vergütung hat das Datum der Inbetriebnahme der Anlage. Die Vergütung wird nach § 21 EEG über 20 Kalenderjahre zzgl. des Inbetriebnahmejahrs der Anlage gezahlt. Der Vergütungssatz bleibt über diesen Zeitraum konstant. Als Inbetriebnahme gilt nach § 3 EEG Nr. 5 „die erstmalige Inbetriebnahme der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft“, unabhängig von dem zu diesem Zeitpunkt eingesetzten Energieträger.

Gegenüber der Vergütung für Strom aus Biomasse besteht auch nach dem novellierten EEG weiterhin eine rund 30 % niedrigere Grundvergütung. Zu beachten sind auch der Formaldehyd-Bonus, der NawaRo-Bonus und der KWK-Bonus, die für Klärgas keine Anwendung finden. Der KWK-Bonus wird allerdings nur für den Teil des eingespeisten Stroms vergütet, der als KWK-Strom gilt. Für die Verstromung von aufbereitetem Klärgas besteht ein Technologie-Bonus in Abhängigkeit von der Aufbereitungskapazität der Anlage. Die Vergütungen und Boni werden beginnend mit dem 1.1.2010 um jährlich 1,5 % (Klärgas) bzw. 1,0 % (Biomasse) reduziert.

Tabelle 1: Einspeisevergütungen nach EEG (2009)

		Leistung bis 500 kW		Leistung bis 5 MW	
		Klärgas	Biogas	Klärgas	Biogas
Vergütung (§ 25 / § 27)	[Ct/kWh]	7,11	9,18	6,16	8,38
Formaldehyd-Bonus (§ 27 (5))	[Ct/kWh]	-	1,0	-	1,0
Technologie-Bonus (A1)	[Ct/kWh]	2,0/1,0 <sup>1)</sup>	2,0/1,0 <sup>1)</sup>	2,0/1,0 <sup>1)</sup>	2,0/1,0 <sup>1)</sup>
NawaRo-Bonus (A2)	[Ct/kWh]	-	7,0	-	4,0
KWK-Bonus (A3)	[Ct/kWh]	-	3,0	-	3,0
Degression (§ 20)	[%/a]	1,5	1,0	1,5	1,0

<sup>1)</sup>maximale Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von 350 / 700 Nm<sup>3</sup>/h aufbereitetem Rohgas

Die Verstromung von Klärgas aus kommunalen Kläranlagen ist damit zusammenfassend gegenüber Biogasanlagen, insbesondere aber NawaRo-Anlagen erheblich schlechter vergütet. Der Ausschließlichkeitsgrundsatz beim Einsatz von Biomasse wurde in § 27 EEG mit der Einführung einer Nachweisanforderung für den Einsatz verschiedener Biomassen gelockert. Demnach kann in einem Anlagenstandort über eine jeweils getrennte und gemessene Biogas- und

Klärgaserzeugung eine gemeinsame Verstromung des Klärgases erfolgen. Die daraus jeweils bilanziell zuzuordnende Vergütung des erzeugten Stromes ist grundsätzlich anteilig der jeweils erzeugten Gasmenge möglich.

### 3.2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Das novellierte Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKModG, 25.10.2008) soll einen Anreiz für den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung geben. Das Gesetz ist seit dem 1.1.2009 in Kraft.

- Vergütungsregelung gemäß § 4 KWKModG 2009

Nach dem KWKmodG kann für die erzeugte elektrische Energiemenge sowohl für die eingespeiste als auch für die selbst genutzte elektrische Energie ein Zuschlag beansprucht werden. Dieser beträgt nach § 7 für BHKW mit einer Leistung kleiner 2 MW, die nach dem 1.1.2009 und vor dem 31.12.2016 in Betrieb genommen werden, für den Leistungsanteil bis zu 50 kW 5,11 Ct/kWh und für den Leistungsanteil über 50 kW 2,1 Ct/kWh. Der KWK-Zuschlag wird ab Aufnahme des Dauerbetriebs über einen Zeitraum von sechs Betriebsjahren, insgesamt für höchstens 30.000 Vollbenutzungsstunden gezahlt.

Demnach wird gemäß § 4 Abs. 3a S. 1 KWKModG nun auch der KWK-Strom gefördert, der außerhalb von Netzen der allgemeinen Versorgung, z. B. in Kundenanlagen eingespeist wird. Bei Eigenversorgungsanlagen, in denen der durch die KWK-Anlage erzeugte Strom teilweise oder gänzlich selbst genutzt bzw. der ursprüngliche Strombezug verdrängt wird, zahlt der Netzbetreiber, mit dessen Netz die KWK-Anlage unmittelbar oder mittelbar verbunden ist, neben der üblichen Vergütung (bis zu einer elektrischen Leistung von 2 MW ist dies der Durchschnittspreis Baseload EEX des vorangegangenen Quartals) und der vermiedenen Netzentgelte (berechnet nach § 18 StromNEV) den entsprechenden KWK-Zuschlag.

Der Zuschlag ist durch den der KWK-Anlage vorgelagerten Netzbetreiber an den Betreiber zu entrichten. Voraussetzung für den Zahlungsanspruch ist nach § 3 die nachgewiesene Hocheffizienz der KWK-Anlage im Sinne der EU-Richtlinie 2004/8/EG und die Zulassung der KWK-Anlage nach § 6 KWKModG. KWK-Klein- und Kleinstanlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 1 MW, die Primärenergieeinsparungen ergeben, gelten gemäß EU-Richtlinie als hocheffiziente Anlagen.

Eine hocheffiziente KWK Anlage nach der Richtlinie 2004/8/EG muss als "hocheffiziente KWK Anlage" eine Primärenergieeinsparung von mindestens 10 % im Vergleich zu den Referenzwerten für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung. Das bedeutet, dass die Wärmeausgangsleistung und die Stromerzeugungsleistung addiert und in das Verhältniss zum Brennstoffeinsatz

gesetzt werden. Das Ergebnis muss mindestens 10 % besser sein, als ein Referenzwert der separaten Wärme- und Stromerzeugung.

Tabelle 2: Einspeisevergütung gemäß KWKModG (2009) und Beispiel für vermiedene Netzentgelte

		kleine KWK-Anlagen	
		bis 50 kW	bis 2 MW
Zuschlag (§ 7 KWKModG)	[Ct/kWh]	5,11	2,1
vNN-Arbeitspreis <sup>1)</sup>	[Ct/kWh]	0,49	0,531
vNN-Leistung maximal <sup>1)</sup>	[€/kW]	0	57,72
üblicher Preis	[Ct/kWh]	4,735	4,735

Stand Juni 2009 für den Netzbereich Solingen

<sup>1)</sup>vermiedene Netznutzung je nach Umspannebene und Benutzungsdauer (Bd in h/a)  
gemäß Preisblatt der SWS Netz GmbH vom 16.02.09

- Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen

Gefördert werden gemäß § 7a Abs. 1 KWKModG einer erstmaligen Errichtung eines Wärmenetzes und der Ausbau im Sinne einer Erweiterung eines bestehenden Wärmenetzes zum Anschluss bisher nicht durch Wärmenetze versorgter Abnehmer. Der Wärmenetzbetreiber muss nach § 5a für das Wärmenetz für den projektierten Endausbau eine Einspeisung von mindestens 60 % KWK-Wärme nachweisen. Hierbei ist es unerheblich, ob die KWK-Anlage gemäß KWKModG mit fossilen oder gemäß EEG mit regenerativen Brennstoffen betrieben wird. Der Zuschlag beträgt je Millimeter der neu verlegten Wärmeleitung einen Euro pro Meter Trassenlänge. Der Zuschlag ist auf 20 % der ansatzfähigen Investitionskosten des Neu- oder Ausbaus, insgesamt aber auf maximal 5 Mio. Euro begrenzt.

### 3.3 Gasnetzzugangsverordnung

Die Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV, 25.7.2005) wurde ebenfalls im Jahr 2008 überarbeitet (Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung, der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung vom 12.4.2008). Die Gasnetzzugangsverordnung wurde im Jahr 2010 novelliert und ist mit den Neuregelungen zwischenzeitlich in Kraft getreten (GasNZV, 9.10.2010). Bei der Einspeisung von aufbereitetem Klärgas ergeben sich aus der GasNZV finanzielle Vorteile für den Betreiber der Kläranlage (nach § 32 (1) GasNZV: "Anschlussnehmer"). Die bei der Aufbereitung und Einspeisung entstehenden Kosten werden teilweise auf den Netzbetreiber umgelegt.

Tabelle 3: Kostenteilung der Gaseinspeisung nach GasNZV

Investitionskosten	Einspeiser von Biogas	Netzbetreiber
Gasaufbereitung gemäß DVWG G 260 und G 262	100 %	-
Netzanschluss bis 10 km	25 % + Kosten > 10 km	75 %
Netzanschluss bis 1,0 km	Deckelung auf 250.000 €	
Qualitätsmessung	25 %	75 %
Verdichtung auf Netzdruck	25 %	75 %
Betriebskosten		
Wartung und Betrieb des Netzanschlusses	-	100 %
Odorierung und Messung der Gasbeschaffenheit	-	100 %
Eichrechtliche Vorgaben gemäß DVGW G 685	-	100 %

- Netzanschluss (§ 32 (2), GasNZV 2010)

Der Netzanschluss ist die Herstellung der Verbindungsleitung, die die Biogasaufbereitungsanlage mit dem bestehenden Gasversorgungsnetz verbindet, die Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt des bestehenden Gasversorgungsnetzes, die Gasdruck-Regel-Messanlage sowie die Einrichtungen zur Druckerhöhung und die eichfähige Messung des einzuspeisenden Biogases. Nach § 33 (1) steht der Netzanschluss im Eigentum des Netzbetreibers. Der Netzbetreiber ist nach § 33 (2) für die Wartung und den Betrieb des Netzanschlusses zuständig und trägt hierfür die Kosten.

- Qualitätsanforderungen (§ 36, GasNZV 2010)

Der Einspeiser von Biogas hat nach § 36 (1) ausschließlich sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260

und G 262 der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e. V. (Stand 2007) entspricht. Der Einspeiser trägt hierfür die Kosten. Bei der Aufbereitung des Biogases dürfen die maximale Methanemissionen in die Atmosphäre den Wert von 0,5 % bis zum 30. April 2012 nicht übersteigen. Danach darf die maximale Methanemission den Wert von 0,2 % nicht übersteigen.

Der Netzbetreiber ist nach § 36 (3) dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt den eichrechtlichen Vorgaben des Arbeitsblattes G 685 der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e. V. (Stand 2007) entspricht. Der Netzbetreiber trägt hierfür die Kosten.

Der Netzbetreiber ist weiterhin nach § 36 (4) für die Odorierung und die Messung der Gasbeschaffenheit verantwortlich. Der Netzbetreiber trägt hierfür die Kosten.

### **3.4 Gasnetzentgeltverordnung**

Auf Grund der Einspeisung des aufbereiteten Biogases muss der Netzbetreiber weniger Kapazitäten vorgelagerter Netze nutzen. Ihm entstehen dadurch geringere Kosten. Gemäß § 20a GasNEV (2008) erhalten Transportkunden vom Netzbetreiber daher ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,7 Ct/kWh des eingespeisten Biogases für vermiedene Netzkosten.

## 4 Untersuchung von Nutzungsvarianten

### 4.1 Nutzung des anfallenden Klärgases

#### 4.1.1 Betrachtete Varianten

Es werden die Varianten einer Klärgasnutzung nach Bild 6 betrachtet.

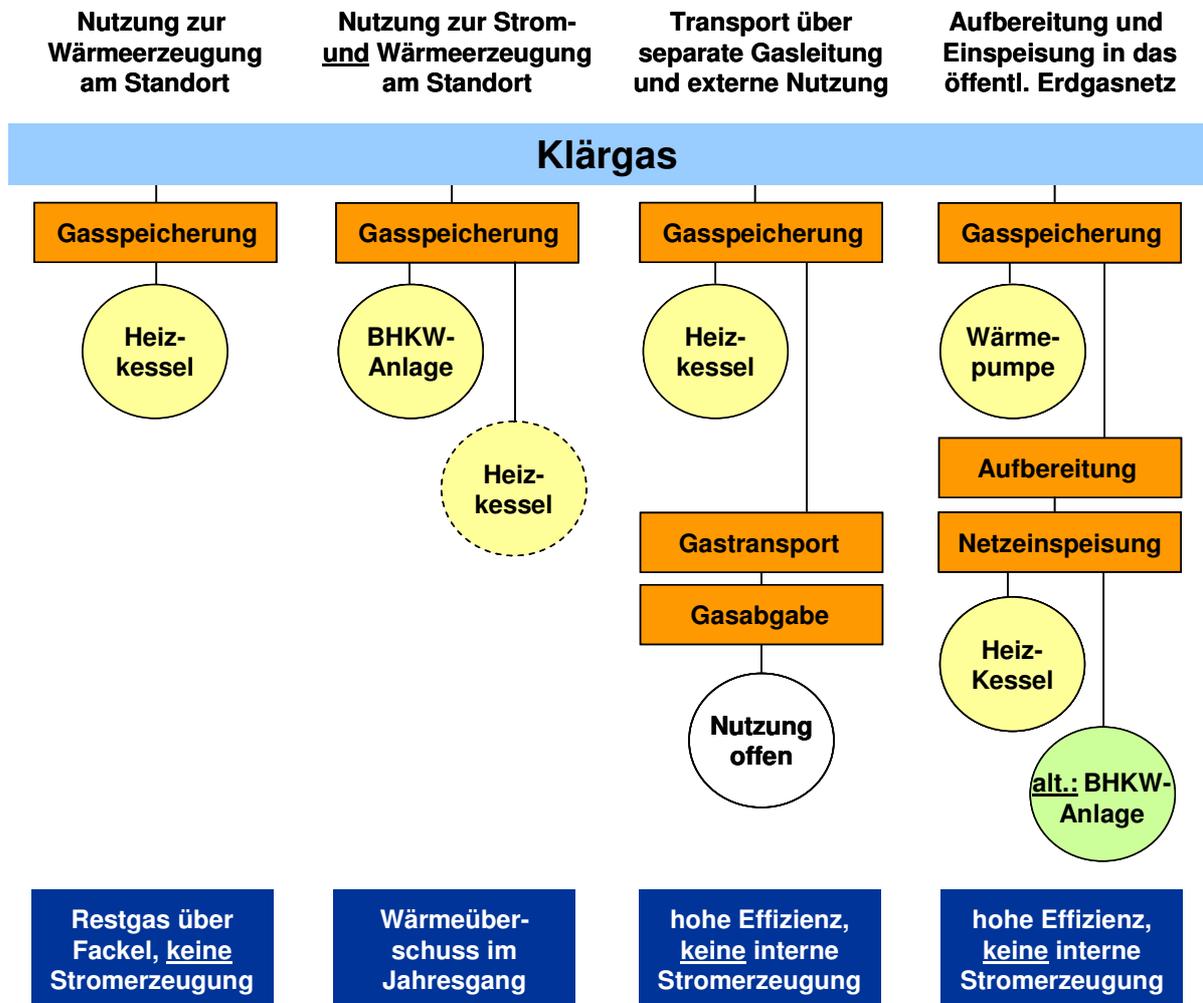


Bild 6: Varianten zur Klärgasnutzung

- **Wärmeerzeugung am Standort (Variante 1)**

Das Klärgas wird in einem Heizkessel eingesetzt. Das nach Deckung des Wärmebedarfs verbleibende Klärgas wird über die Fackel entsorgt. Der Elektrizitätsbedarf wird vollständig durch Fremdstrom gedeckt. Diese Vorgehensweise ist auch heute noch auf einer Vielzahl von Kläranlagen mit Schlammfäulung zu finden: die DWA-Klärschlammhebung 2003 ergab bei 33 % der erfassten 925 Kläranlagen eine Nutzung ausschließlich für Heizzwecke (Durth und Schaum, 2005). Auch die UBA-Studie zur Steigerung der Energieeffizienz auf kommunalen Kläranlagen ergab für das Datenjahr 2004 bei 63 % von 1.152 Kläranlagen eine BHKW-Anlage

(UBA, 2006). Keicher und Krampe ermittelten für Baden-Württemberg bei 273 Kläranlagen mit Schlammfäulung einen BHKW-Anteil von 72 % (Keicher und Krampe, 2007).

- **Strom- und Wärmeerzeugung am Standort (Variante 2)**

Das Klärgas wird in einer BHKW-Anlage verstromt. Die Abwärme wird ausgekoppelt und deckt bei einer energetisch optimierten Kläranlage den Wärmebedarf komplett ab. Aufgrund der hohen Strombezugspreise lohnt sich eine Einspeisung und Vergütung nach EEG meistens nicht. Es fallen Kapital- und Betriebskosten für eine BHKW-Anlage an. Die Strombezugskosten reduzieren sich anteilig. Diese Form der Klärgasnutzung stellt heute insbesondere auf den großen Kläranlagen mit Schlammfäulung die Regel dar. Der in der UBA-Studie ermittelte BHKW-Anteil von 63 % entsprach so 82 % der EW (78 Mio. EW) von Anlagen mit Schlammfäulung. Aus Redundanzgründen und zur ggf. erforderlichen Spitzendeckung wird eine Kesselanlage parallel zum BHKW vorgehalten.

- **Wärmeerzeugung am Standort und Verkauf des Restgases (Variante 3)**

Das Klärgas wird in einem Heizkessel eingesetzt. Das Restgas wird über eine separate Gasleitung zu einem externen Verbraucher transportiert. Der Elektrizitätsbedarf wird vollständig durch Fremdstrom gedeckt. Es fallen Kapital- und Betriebskosten für die Kesselanlage an. Zusätzlich entstehen Kapitalkosten für die Gasleitung. Demgegenüber stehen Erlöse aus dem Verkauf des Klärgases. Das Gas wird extern für Heizzwecke oder in einer separaten BHKW-Anlage eingesetzt.

- **Gasaufbereitung und –einspeisung (Varianten 4a und 4b)**

Das Klärgas wird aufbereitet („Bioerdgas“) und in das öffentliche Gasnetz eingespeist. Der Wärmebedarf der Kläranlage wird über Abwasserwärme aus dem gereinigten Abwasser gedeckt. Hierfür werden ein Wärmetauscher im Ablauf der Anlage und eine (klär-)gasbetriebene Wärmepumpe eingesetzt. Der Elektrizitätsbedarf wird vollständig durch Fremdstrom gedeckt. Neben der Gasaufbereitungsanlage auf dem Gelände der Kläranlage wird eine Anschlussleitung benötigt. Den Kapital- und Betriebskosten aus der Aufbereitung und Einspeisung stehen Erlöse aus dem eingespeisten Gas gegenüber.

Für das aufbereitete Klärgas wird eine Abgabe als Erdgassubstitut z.B. zur reinen Wärmeerzeugung mittels einer Kesselanlage (Variante 4a) bzw. alternativ eine Verstromung in einer extern aufgestellten BHKW-Anlage mit einer Einspeisung des Stroms nach EEG und einer vollständigen Nutzung der BHKW-Abwärme (Variante 4b) betrachtet.

#### 4.1.2 Gas- und Energiebilanz der Varianten

Die vier Varianten werden am Beispiel einer Kläranlage mit einer mittleren Zulaufbelastung entsprechend 150.000 Einwohnerwerten untersucht. Als Bezugsgröße für den gesamten Elektrizitätsverbrauch der Kläranlage wird der Richtwert des Energiehandbuchs für Kläranlagen größer 100.000 EW (MURLV, 1999) gewählt. Die Berechnung erfolgt für Jahresmittelwerte ohne Berücksichtigung einer Jahresdynamik. Folgende Annahmen werden getroffen:

- Elektrizitätsverbrauch gesamt: 26 kWh/(E\*a) (Richtwert)
- Wärmebedarf: 16 kWh/(E\*a) (gemäß Energie-Handbuch NRW)
- Klärgasanfall: 20 l/(E\*d), 64 % Methananteil
- Wirkungsgrad Heizkessel:  $\eta_{\text{therm}} = 90 \%$
- Wirkungsgrad KWK-Anlage:  $\eta_{\text{el}} = 35 \%$ ,  $\eta_{\text{therm}} = 55 \%$

Es ergibt sich die Gas- und Energiebilanz der Kläranlage nach Tabelle 4. Durch eine energetische Optimierung der Kläranlage auf einen gesamten Energieverbrauch gleich dem Idealwert von 20 kWh/(E\*a) könnte der ausgewiesene Fremdbezug an Elektrizität bei allen Varianten um 900.000 kWh/a gesenkt werden. Auf den weiteren Vergleich der Varianten hat dies jedoch keinen Einfluss. Von besonderem Interesse ist der Wärmeüberschuss der Varianten. Der erhöhte Wärmeüberschuss der Variante 2 (BHKW) berücksichtigt noch nicht die im Gegenzug erreichte Wärmevermeidung bei der Stromproduktion im Großkraftwerk.

Tabelle 4: Gas- und Energiebilanz der Varianten, Bezugsgröße Richtwert

Energiebilanz	Einheit	Variante				
		1 Kessel	2 BHKW	3 ÜS-Gas	4a PSA	4b PSA+KWK
Energiebilanz						
Anschlussgröße KA, mittel	[E]	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000
Strombedarf, spez.	[kWh/(E*a)]	26	26	26	26	26
Wärmebedarf, spez.	[kWh/(E*a)]	16	16	16	16	16
Strombedarf, absolut	[kWh/a]	3.900.000	3.900.000	3.900.000	3.900.000	3.900.000
Wärmebedarf, absolut	[kWh/a]	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000
Klärgasbilanz						
Klärgasproduktion, spezifisch	[l/(E*d)]	20	20	20	20	20
Heizwert $H_u$ (Methangehalt 64 %)	[kWh/m <sup>3</sup> ]	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Klärgasproduktion	[m <sup>3</sup> /a]	1.095.000	1.095.000	1.095.000	1.095.000	1.095.000
Klärgas zum Kessel ( $\eta_{\text{mem}}=0,90$ )	[m <sup>3</sup> /a]	416.667		416.667		
Klärgas zum BHKW	[m <sup>3</sup> /a]		1.095.000			
Klärgas zur Fackel	[m <sup>3</sup> /a]	678.333				
Klärgas an externen Nutzer	[m <sup>3</sup> /a]			678.333		
Klärgas zur Wärmepumpe (JAZ 1,5))	[m <sup>3</sup> /a]				250.000	250.000
Klärgas zur Gasaufbereitungsanlage	[m <sup>3</sup> /a]				845.000	845.000
Strom- und Wärmebilanz						
Stromeigenproduktion ( $\eta_{\text{el}}=0,35$ )	[kWh/a]		2.452.800			
Fremdstrombedarf	[kWh/a]	3.900.000	1.447.200	3.900.000	3.900.000	3.900.000
Wärmeeigenproduktion ( $\eta_{\text{therm}}=0,90 / 0,55$ )	[kWh/a]	2.400.000	3.854.400	2.400.000	2.400.000	2.400.000
Wärmeüberschuss (BHKW)	[kWh/a]	0	-1.454.400	0	0	0
Wärmeüberschuss (Fackel, Verluste Kessel/BHKW)	[kWh/a]	-4.608.000	-700.800	-700.800	-700.800	-700.800

### 4.1.3 Kostenvergleich der Varianten

Die Investitionen und die Betriebskosten für die Kesselanlage, die BHKW-Anlage, die Anlage zur Gasaufbereitung, die Rohrleitung zur Gaseinspeisung und die Nutzung der Abwasserwärme wurden über Herstelleranfragen ermittelt bzw. über eigene Erfahrungswerte abgeschätzt. Alle Investitionen werden mit einem Zinssatz von 5% über 10 Jahre kapitalisiert. Es werden die folgenden Erlöse und Vergütungen angesetzt (vgl.a. die Kapitel 3.1 bis 3.4):

- Erlöse
  - Klärgas (Rohgas, nicht aufbereitet) 3,0 Ct/kWh
  - "Bioerdgas" 4,0 Ct/kWh
  - Wärme 2,0 Ct/kWh<sub>th</sub>
- Vergütungen
  - EEG (bis 500 KW<sub>el</sub>, Inbetriebnahme 2011) 6,90 Ct/kWh<sub>el</sub>
  - GasNEV (vermiedene Netzentgelte) 0,7 Ct/kWh
  - Technologie-Bonus (EEG) 2,0 Ct/kWh<sub>el</sub>

Tabelle 5: Kostenbilanz der Varianten, Bezugsgröße Richtwert

Kostenbilanz	Einheit	Variante				
		1 Kessel	2 BHKW	3 ÜS-Gas	4a PSA	4b PSA+KWK
<b>Kosten</b>						
Heizkesselanlage	[EUR]	40.000	40.000	40.000		
BHKW-Anlage, KA	[EUR]		360.000			
Gasaufbereitung (PSA-Anlage 100 m <sup>3</sup> /h)	[EUR]				600.000	600.000
Rohrleitung (300 m, 25 % nach GasNZV)	[EUR]				14.400	14.400
Einspeisestation (25 % nach GasNZV)	[EUR]				55.000	55.000
LPG-Zumischung (25 % nach GasNZV)	[EUR]				30.000	30.000
16 bar-Nachverdichterstation (25 % nach GasNZV)	[EUR]				37.500	37.500
Gasaufbereitung u. -einspeisung, gesamt	[EUR]				736.900	736.900
Rohrleitung (2.000 m)	[EUR]			261.600		
Wärmetauscher und -pumpe	[EUR]				180.000	180.000
BHKW-Anlage, extern	[EUR]					205.000
Summe Investitionen	[EUR]	40.000	400.000	301.600	916.900	1.121.900
Kapitalkosten (5%, 10 Jahre)	[EUR/a]	5.180	51.802	39.059	118.743	145.291
Betriebskosten	[EUR/a]	15.000	49.056	15.000	104.100	136.965
Strombezugskosten (14 Ct/kWh)	[EUR/a]	546.000	202.608	546.000	546.000	546.000
<b>Erlöse / Vergütungen</b>						
Abgabe von Klärgas (3 Ct/kWh)	[EUR/a]			125.030		
Verkauf als Erdgas-Substitut (4 Ct/kWh)	[EUR/a]				207.667	
EEG-Vergütung ( $\eta_{el}=0,35$ ; 6,90 Ct/kWh <sub>el</sub> )	[EUR/a]					125.348
GasNEV-Vergütung (0,7 Ct/kWh)	[EUR/a]				36.342	36.342
Technologiebonus EEG (2 Ct/kWh <sub>el</sub> )	[EUR/a]					36.342
Verkauf von Prozesswärme (2 Ct/kWh <sub>therm</sub> )	[EUR/a]					57.108
<b>Wirtschaftliche Bewertung</b>						
Summe Kosten	[EUR/a]	566.180	303.466	600.059	768.842	828.256
Summe Erlöse / Vergütungen	[EUR/a]	0	0	125.030	244.009	255.140
Jahreskosten	[EUR/a]	566.180	303.466	475.028	524.833	573.116

Die Gegenüberstellung der Kosten weist die Nutzung des Klärgases zur Eigenstromproduktion als die mit Abstand kostengünstigste Variante mit Jahreskosten von rund 300.000 €/a aus. Die

reine Nutzung des Klärgases in einer Kesselanlage ist demgegenüber aufgrund des Fremdstrombezugs und des nicht genutzten Wärmeüberschusses mit Kosten von rund 566.000 €/a erheblich teurer. Die Variante 3 mit einer Abgabe von überschüssigem Klärgas ohne vorherige Aufbereitung stellt mit Kosten in Höhe von 475.000 €/a die zweit wirtschaftlichste Variante dar.

Die Variante 4a mit einer externen Nutzung von aufbereitetem Klärgas als Erdgassubstitut stellt nach der Kostenbetrachtung mit Kosten von rund 525.000 € derzeit keine wirtschaftliche Alternative zu einer konventionellen Nutzung dar. Die maßgebliche Ursache hierfür liegt in den hohen Kosten für den auf der Kläranlage fremdbezogenen Strom, die die möglichen Verkaufserlöse aus dem Erdgas bereits weit überschreiten. Hinzu kommen die Kosten aus der Gasaufbereitung und der Wärmebedarfsdeckung auf der Kläranlage.

Die Variante 4b mit dem Betrieb einer extern aufgestellten en BHKW-Anlage ist noch ungünstiger. Den zusätzlichen Kosten aus der externen BHKW-Anlage stehen in Summe geringere Erlöse aus der EEG- und der GasNEV-Vergütung sowie dem Verkauf von Prozesswärme gegenüber. Mit Kosten von ca. 573.000 € ist diese Variante daher nahezu doppelt so teuer wie die Verstromung des Klärgases auf der Kläranlage für den Eigenbedarf.

## 4.2 Co-Fermentation auf der Kläranlage

### 4.2.1 Randbedingungen der Co-Fermentation in NRW

Durch eine Zugabe von biogenen Reststoffen in die Faulanlage kann die Gasproduktion und damit auch die für eine Gaseinspeisung verfügbare Gasmenge zum Teil signifikant gesteigert werden. Folgende Anforderungen ergeben sich aus dem Handbuch Co-Fermentation (MUNLV, 2001) für einen Einsatz auf kommunalen Kläranlagen in Nordrhein-Westfalen:

- ausreichende Stabilisierung des Gemischs aus Klärschlamm und biogenem Abfall
- ein organischer Anteil  $oTR$  im biogenen Abfall größer 50 % des TR
- eine Abbaubarkeit des organischen Anteils innerhalb der Faulzeit von mindestens 50 %
- eine spezifische Gasausbeute des biogenen Abfall von mindestens 0,25 l/kg  $oTR$  zu
- die Vorgabewerte für  $T_F$ ,  $B_{R,oTR}$  und  $HAC_{\bar{A}q}$  nach Tabelle 6

Grundsätzlich sollen für eine Mitbehandlung nur solche biogenen Stoffe eingesetzt werden, die sich dem anaeroben Abbau im Faulbehälter erschließen. Neben der hydraulischen und der stofflichen Belastung der Anlagen zur Schlammbehandlung (Eindicker, Faulbehälter, Entwässerungsaggregate, Gasverwertung) ist auch die Wechselwirkung zwischen Schlammbehandlung und biologischer Abwasserreinigung zu beachten. Die Ausfäulung des anfallenden Klär-

schlamm darf nicht negativ beeinflusst werden. Für den Betrieb der Co-Fermentation sind daher die folgenden Kennwerte einzuhalten:

Tabelle 6: Kennwerte einer anaeroben Stabilisierungsanlage für Klärschlamm (Handbuch Cofermentation, MUNLV, 2001)

Anlagengröße	< 50.000 EW	50.000 – 100.000 EW	> 100.000 EW
Faulzeit (T <sub>F</sub> ) [d]	20 – 30	15 – 20	15 – 18
organische Raumbelastung (BR) [kg oTR/(m <sup>3</sup> ×d)]	1,5	3,0	4,5
organische Säuren HAc <sub>aq</sub> [mg/l]	< 300 im täglichen Betrieb		

#### 4.2.2 Annahmen für eine Co-Fermentation

Verschiedene Studien (u.a. UBA, 2006; Schröder und Schrenk, 2008) bestätigen eine hohe Kapazitätsreserve bei bundesdeutschen Kläranlagen und postulieren eine Steigerung der Klärgasproduktion durch eine flächendeckende Einführung einer Co-Fermentation um 100 % bis 200 %. Die im spezifischen Einsatzfall erreichbare Steigerung der Gasproduktion hängt neben der Verfügbarkeit der Co-Substrate maßgeblich von der Auslastung der vorhandenen Faulanlagen, den Aggregaten der Klärgasnutzung, der Rückbelastung der biologischen Stufe und den Kosten für eine Entsorgung anfallender Gärreste ab.

Für die Variantenbetrachtung wird im Folgenden von einer Steigerung der Gasproduktion um 100 % und einem biologisch weitgehend abbaubaren Co-Substrat, wie z.B. Altfetten, ausgegangen. Es werden keine Reste aus dem Nahrungsmittelbereich eingesetzt, so dass keine Hygienisierung des Co-Substrats erforderlich ist. Die Faulzeit und die organische Raumbelastung als Auslegungskriterien nach Tabelle 6 werden für beide Fälle als erfüllt betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass die Co-Substrate über eine üblicherweise vorhandene Annahmestation für Fäkalschlämme der Schlammbehandlung zugeführt werden können.

Die Kostenbetrachtung reduziert sich unter diesen günstigen Randbedingungen auf die Verwertung des anfallenden Biogases. Es wird angenommen, dass für eine Verstromung des Gases eine neue KWK-Anlage z.B. in Container-Bauweise eingesetzt werden muss. Der zusätzliche Wärmebedarf für das Aufheizen des Co-Substrats auf die Faulraumtemperatur wird mit einem Zuschlag von 5 kWh/(E\*a) auf den Wärmebedarf der Klärschlammvarianten angesetzt. Dies entspricht einem Zuschlag von etwa 40 % auf die Aufheizung des Schlammes (vgl.a. Bild 2).

#### 4.2.3 Kostenbetrachtung für die Co-Fermentation

Die Tabellen 7 und 8 zeigen die Gas-, die Energie- und die Kostenbilanz der vier Varianten.

Tabelle 7: Gas- und Energiebilanz bei Ansatz einer Co-Fermentation

Energiebilanz	Einheit	Variante				
		1 Kessel	2 BHKW	3 ÜS-Gas	4a PSA	4b PSA+KWK
<b>Energiebilanz</b>						
Anschlussgröße KA, mittel	[E]	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000
Strombedarf, spez.	[kWh/(E*a)]	26	26	26	26	26
Wärmebedarf, spez.	[kWh/(E*a)]	21	21	21	21	21
Strombedarf, absolut	[kWh/a]	3.900.000	3.900.000	3.900.000	3.900.000	3.900.000
Wärmebedarf, absolut	[kWh/a]	3.150.000	3.150.000	3.150.000	3.150.000	3.150.000
<b>Klärgasbilanz</b>						
Klärgasproduktion, spezifisch	[l/(E*d)]	40	40	40	40	40
Heizwert $H_u$ (Methangehalt 64 %)	[kWh/m <sup>3</sup> ]	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Klärgasproduktion	[m <sup>3</sup> /a]	2.190.000	2.190.000	2.190.000	2.190.000	2.190.000
Klärgas zum Kessel ( $\eta_{therm}=0,90$ )	[m <sup>3</sup> /a]	546.875		546.875		
Klärgas zum BHKW	[m <sup>3</sup> /a]		2.190.000			
Klärgas zur Fackel	[m <sup>3</sup> /a]	1.643.125				
Klärgas an externen Nutzer	[m <sup>3</sup> /a]			1.643.125		
Klärgas zur Wärmepumpe (JAZ 1,5))	[m <sup>3</sup> /a]				328.125	328.125
Klärgas zur Gasaufbereitungsanlage	[m <sup>3</sup> /a]				1.861.875	1.861.875
<b>Strom- und Wärmebilanz</b>						
Stromeigenproduktion ( $\eta_{el}=0,35$ )	[kWh/a]		4.905.600			
Fremdstrombedarf (negativer Wert = Überschuss)	[kWh/a]	3.900.000	-1.005.600	3.900.000	3.900.000	3.900.000
Wärmeeigenproduktion ( $\eta_{therm}=0,90 / 0,55$ )	[kWh/a]	3.150.000	7.708.800	3.150.000	3.150.000	3.150.000
Wärmeüberschuss (BHKW)	[kWh/a]	0	-4.558.800	0	0	0
Wärmeüberschuss (Fackel, Verluste Kessel/BHKW)	[kWh/a]	-10.866.000	-1.401.600	-1.401.600	-1.401.600	-1.401.600

Tabelle 8: Kostenbilanz bei Ansatz einer Co-Fermentation

Kostenbilanz	Einheit	Variante				
		1 Kessel	2 BHKW	3 ÜS-Gas	4a PSA	4b PSA+KWK
<b>Kosten</b>						
Heizkesselanlage	[EUR]	60.000	40.000	40.000		
BHKW-Anlage, KA	[EUR]		720.000			
Gasaufbereitung (PSA-Anlage 250 m <sup>3</sup> /h)	[EUR]				860.000	860.000
Rohrleitung (300 m, 25 % nach GasNZV)	[EUR]				14.400	14.400
Einspeisestation (50 % nach GasNZV)	[EUR]				60.000	60.000
LPG-Zumischung (50 % nach GasNZV)	[EUR]				35.000	35.000
16 bar-Nachverdichterstation (50 % nach GasNZV)	[EUR]				47.500	47.500
Gasaufbereitung u. -einspeisung, gesamt	[EUR]				1.016.900	1.016.900
Rohrleitung (2.000 m)	[EUR]			261.600		
Wärmetauscher und -pumpe	[EUR]				270.000	270.000
BHKW-Anlage, extern	[EUR]					451.697
Summe Investitionen	[EUR]	60.000	760.000	301.600	1.286.900	1.738.597
Kapitalkosten (5%, 10 Jahre)	[EUR/a]	7.770	98.423	39.059	166.659	225.156
Betriebskosten	[EUR/a]	22.500	98.112	22.500	218.590	291.005
Strombezugskosten (14 Ct/kWh)	[EUR/a]	546.000		546.000	546.000	546.000
<b>Erlöse / Vergütungen</b>						
Abgabe von Faulgas (3 Ct/kWh)	[EUR/a]			302.861		
Verkauf als Erdgas-Substitut (4 Ct/kWh)	[EUR/a]				457.574	
EEG-Vergütung ( $\eta_{el}=0,35$ ; 6,90 Ct/kWh <sub>el</sub> )	[EUR/a]		69.369			276.192
GasNEV-Vergütung (0,7 Ct/kWh)	[EUR/a]				80.076	80.076
Technologiebonus EEG (2 Ct/kWh <sub>el</sub> )	[EUR/a]					80.076
Verkauf von Prozesswärme (2 Ct/kWh <sub>therm</sub> )	[EUR/a]					125.833
<b>Wirtschaftliche Bewertung</b>						
Summe Kosten	[EUR/a]	576.270	196.535	607.559	931.250	1.062.161
Summe Erlöse / Vergütungen	[EUR/a]	0	69.369	302.861	537.650	562.176
Jahreskosten	[EUR/a]	576.270	127.166	304.698	393.600	499.985

Auch unter den günstigen Substratannahmen ergibt sich keine Verschiebung in der Rangfolge der betrachteten Varianten. Die Produktion von selbst genutztem Strom stellt weiterhin die mit Abstand kostengünstigste Variante dar. Durch die erreichte Autarkie für den Wärme- und den Strombezug sowie die darüber hinaus noch mögliche Stromeinspeisung - vergütet nach EEG - werden die Jahreskosten bei dieser Variante erheblich verringert. Die zweitgünstigste Variante bleibt die Ausschleusung von überschüssigem Klärgas gefolgt von der Aufbereitung und externen Nutzung. Die reine Kesselnutzung und die Aufbereitung zur externen Stromerzeugung liegen annähernd kostengleich an letzter Stelle.

### **4.3 Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeit**

#### **4.3.1 Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung**

Für den Kläranlagenbetreiber stellt sich die Eigenstromerzeugung als die mit Abstand günstigste Variante dar. Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist die Klärgasaufbereitung derzeit nicht sinnvoll. Die maßgebliche Ursache hierfür besteht in den hohen Kosten der Aufbereitung für einen vergleichsweise geringen Gasvolumenstrom von etwa 100 m<sup>3</sup>/h. Wendt (2008) führt als Grenze für eine Aufbereitung von Biogas aus Druckwechseladsorption oder Aminwäsche mit Entschwefelung eine Biogasproduktion von 500 m<sup>3</sup> (i.N.) pro Stunde, die das Ergebnis der Kostenrechnung bestätigt.

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist die Klärgasaufbereitung auch bei Einsatz einer Co-Fermentation derzeit nicht sinnvoll. Die Bezugskosten für den Fremdstrom können nicht durch gleichwertige Erträge auf der Gasseite kompensiert werden. Die Möglichkeit, auch Biomassestrom aus einer Co-Fermentation gemäß der Änderungen des EEG zum 01.01.2009 mit der höheren Einspeisevergütung von bis zu 11,67 Ct/kWh zu vergüten (Anlagengröße bis 150 kW Leistung), führt zu keiner Änderung der Rangfolge, da die Bezugskosten des Fremdstromes weiter über dem Vergütungssatz liegen.

#### **4.3.2 Ermittlung eines Produktpreises für das Gas**

Unter der derzeitigen Preissituation für Erdgas macht eine Substitution durch aufbereitetes Klärgas keinen Sinn. Dies könnte sich grundlegend ändern, wenn die Preisentwicklung von Erdgas weiterhin eine stark steigende Tendenz wie in den zurückliegenden Jahren zeigt (Tabelle 9).

Tabelle 9: Entwicklung von Energiepreisen und Preisindizes (Quelle: BMWi)

Einheit		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
		<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie</p> </div> <div style="text-align: center; background-color: yellow; padding: 5px;"> <b>Entwicklung von Energiepreisen und Preisindizes</b>   <b>Deutschland</b> </div> <div style="text-align: right;">           Energiedaten Tabelle 26 08.12.2010         </div> </div>											
<b>Rohöl <sup>1)</sup></b>		\$/b	27,60	23,12	24,36	28,10	36,05	50,64	61,08	69,10	94,10	60,86	76,35
<b>Einfuhrpreise:</b>													
- Rohöl	Euro/t	227,22	201,60	191,36	190,13	221,74	314,47	379,01	389,24	484,14	324,22	437,28	
- Erdgas	€/TJ	2.967	3.875	3.238	3.401	3.288	4.479	5.926	5.550	7.450	5.794	5.541	
- Steinkohlen	Euro/t SKE	42,09	53,18	44,57	39,87	55,36	65,02	61,76	68,24	112,48	78,81	80,70	
<b>Verbraucherpreise:</b>													
<b>Haushalte (einsch. MWSt):</b>													
- Heizöl leicht	Euro/100 l	40,82	38,45	35,14	36,46	40,60	53,59	59,30	58,63	77,13	53,47	64,97	
- Erdgas <sup>2)</sup>	Cent/kWh	3,94	4,84	4,53	4,76	4,82	5,34	6,33	6,51	7,10	6,98	6,35	
- Strom <sup>3)</sup>	Cent/kWh	14,92	15,44	16,08	16,86	17,51	18,23	18,91	20,15	21,43	22,72	23,40	
- Briketts	€/100 kg	28,53	28,54	29,21	29,35	29,69	30,15	30,72	31,52	31,86	31,83		
- Fernwärme	€/GJ	13,39	15,69	15,78	15,94	15,96	17,15	19,27	20,50	21,73	22,95	21,35	
<b>Industrie (ohne MWSt)</b>													
- Heizöl schwer <sup>4)</sup>	Euro/t	188,92	168,57	184,42	187,34	175,03	242,64	296,13	288,64	394,46	305,65		
- Erdgas <sup>5)</sup>	Cent/kWh	1,69	2,14	1,95	2,16	2,12	2,46	2,91	2,77	3,36			
- Strom	Cent/kWh	4,40	4,89	5,15	5,79	6,19	6,76	7,51	7,95	8,82			
<b>Verkehr (einsch. MWSt)</b>													
- Normalbenzin	Euro/l	0,99	1,00	1,03	1,08	1,12	1,20	1,27	1,33	1,40	1,28		
- Dieselmotoren <sup>6)</sup>	Euro/l	0,80	0,82	0,84	0,89	0,94	1,07	1,12	1,17	1,34	1,09	1,22	
<b>Preisindizes</b>													
- Bruttoinlandsprodukt (nom.)	2005=100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
- Lebenshaltung	2005=100	92,7	94,5	95,9	96,9	98,5	100,0	101,6	103,9	106,6	107,0		
- Einfuhr	2005=100	99,5	100,1	97,9	95,7	96,7	100,0	104,4	105,1	109,9	100,5		

1) OPEC Korb

2) bei einer Abgabemenge von 1600 kWh pro Monat inkl. aller Steuern und Abgaben

3) Tarifabnehmer (bei einer Abgabemenge von 325 kWh pro Monat), inkl. Ausgleichsabgabe, Stromsteuer und Mehrwertsteuer

4) Durchschnittspreis bei Abnahme von 2001 t und mehr im Monat, ab 1993 bei Abnahme von 15 t und mehr im Monat und Schwefelgehalt von maximal 1%.

5) Durchschnittserlöse

6) Markenware mit Selbstbedienung

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Statistisches Bundesamt, Eurostat, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Mineralölwirtschaftsverband

In der Kostenbetrachtung nach Kapitel 4.1 und 4.2 wurde eine spezifische Vergütung für das eingespeiste Gas von 4 Ct/kWh angesetzt. Bei sonst unverändert belassenen Randbedingungen müsste ein Produktpreis von etwa 9 Ct/kWh am Markt erzielt werden (Variante 4a), um eine Kostengleichheit mit der Erzeugung von selbstgenutztem Strom zu erzielen. Unter Berücksichtigung der Gaspreisentwicklung nach Tabelle 9 könnte ein solches Preisniveau, insbesondere für Bioerdgas aus regenerativen Quellen, möglicherweise in den nächsten Jahren erreicht werden.

Typisch für den deutschen Erdgasmarkt ist jedoch die Koppelung der Gaspreise an die Preisentwicklung von Konkurrenzenergeträgern. Die langfristigen Verträge zwischen Erdgasimporteuren und Fern- und Regionalgesellschaften sind so meist an die Entwicklung von leichtem und schwerem Heizöl gebunden. Insofern kann die Preissituation nicht losgelöst von der Entwicklung der anderen Energieträger und damit auch des Strompreises betrachtet werden. Im Zusammenwirken mit einem regionalen Gasversorger besteht hier möglicherweise aber weiteres Potential.

### **4.3.3 Einfluss einer Investitionsförderung**

Anlagen zur Herstellung von Erdgassubstituten sind eine bislang wenig verbreitete Technik, die insbesondere bei kleinen Gasvolumenströmen weiteren Entwicklungsaufwand erfordert. Es wird erwartet, dass sich die hohen Investitionskosten der Anlagentechnik durch die technologische Weiterentwicklung reduzieren werden. Für die aktuell im Bereich von Biogasanlagen geplanten oder im Bau befindlichen Anlagen wird von einer entsprechenden Förderung der Technologie ausgegangen. Für die durchgeführte Kostenbetrachtung wäre daher beispielhaft eine Investitionsförderung für die Gasaufbereitungsanlage anzusetzen. Die Differenz der Jahreskosten bei der reinen Klärschlammvariante nach Kapitel 4.1 zwischen den Varianten 2 (Eigenstromerzeugung) und 4a (Erdgassubstitution) beträgt rund 220.000 € gegenüber gesamten Kapitalkosten bei der Variante 4a von etwa 120.000 € (vgl. a. Tabelle 5). Eine Wirtschaftlichkeit lässt sich hiernach auch bei Förderung der gesamten Investition nicht erreichen. Dies gilt im Umkehrschluss damit auch für eine Reduktion der Investitionskosten durch den erwarteten technologischen Fortschritt.

### **4.3.4 Einfluss der Strompreisentwicklung**

Das Preisniveau für fremdbezogenen Strom ist im Jahr 2008 in Folge der globalen Banken- und Wirtschaftskrise wieder deutlich gefallen. Grundsätzlich ist für die kommenden Jahre aufgrund der begrenzten Ressourcen von einem weiter ansteigenden Strompreis auszugehen. Die Erzeugung von selbst genutztem Strom mit einem lokalen BHKW profitiert von den steigenden Strombezugspreisen. Zusätzlich ist zu beachten, dass sich steigende Strompreise auch auf die Betriebskosten einer Gasaufbereitungsanlage negativ auswirken. Eine erhöhte Grundvergütung für das erzeugte Gas wäre in einem Energieverbund denkbar, bei dem das Gas vorrangig zur Abdeckung von Bedarfsspitzen eingesetzt wird. Diese Spitzenabdeckung wird durch den zunehmenden Anteil von regenerativen Energiequellen zukünftig vermehrt an Bedeutung gewinnen. Auch hier zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit der Gasaufbereitung weniger von der Anlagentechnologie als vielmehr von den externen Faktoren der Strombezugskosten und den am Markt bzw. nach EEG erzielbaren Vergütungen für das erzeugte Erdgas, den eingespeisten Strom und die abgegebene Wärme abhängt.

## 5 Beispiel für eine externe Nutzung von Klärgas

Die Aufbereitung von Klärgas auf Erdgasqualität stellt nach den in Kapitel 4 durchgeführten Berechnungen bei einer Faulung nur des Klärschlammes aufgrund der erforderlichen Investitionen und des hohen Stromverbrauchs der Kläranlage derzeit keine wirtschaftliche Variante dar. Auch bei der Einbindung einer Co-Fermentation mit einer dann entsprechend gesteigerten Klärgasmenge sind die hohen Kosten der Aufbereitungsanlage zu berücksichtigen. Grundsätzlich sind, eine verfügbare Faulbehälterkapazität vorausgesetzt, die Annahme von Co-Substrat bis zur Stromautarkie der Kläranlage oder eine erhöhte bis maximale Auslastung der Faulstufe möglich. Die Ansätze für eine externe Nutzung der durch eine Co-Fermentation zusätzlich erzeugten Primärenergie und die hieraus resultierenden Erfordernisse werden im Folgenden am Beispiel des Klärwerks Kohlfurth des Wupperverbandes dargestellt.

### 5.1 Kurzbeschreibung des Klärwerks Kohlfurth

Das Klärwerk Kohlfurth des Wupperverbandes ist für die Nährstoffelimination mit einer Anschlussgröße von 146.000 EW ausgelegt. Die biologische Stufe ist als zweistufige, zweistraßig parallele Kaskadendenitrifikation ( $V_{ges} = 30.000 \text{ m}^3$ ) verschaltet (Bild 7). Die Kaskaden werden jeweils als vorgeschaltete Denitrifikation betrieben. Zur weitestgehenden Phosphorelimination wird das gereinigte Abwasser über eine nachgeschaltete Flockungsfiltersanlage geführt.



Bild 7: Luftbild des Klärwerks Kohlfurth des Wupperverbandes

Der aus den Vorklärbecken abgezogene Primärschlamm (PS) wird einem mechanischen Schlammeindicker zugeführt. Der Überschussschlamm (ÜS) wird in Abhängigkeit von der Feststoffkonzentration aus den Belebungsbecken abgezogen und unter geringer Zugabe von Polymer in einen Durchlaufeindicker gepumpt. Nach der statischen Eindickung wird der ÜS zusammen mit dem eingedickten PS zwei Faulbehältern ( $V_{FB} = 8.000 \text{ m}^3$ ) zugeführt und ausgefault. Der verdrängte Faulschlamm gelangt in den Nacheindicker und nachfolgend zu der Schlamm-entwässerung mittels zweier diskontinuierlich betriebener Kammerfilterpressen.

Das produzierte Klärgas wird über den Gasspeicher zu den Verbrauchern BHKW-Anlage, Kesselanlage und Fackel geleitet. Die jährliche Klärgasproduktion beträgt rund 1,1 Mio.  $\text{m}^3$  i.N. Mit der BHKW-Anlage (3 Module à  $134 \text{ kW}_{el}$ ) werden aus dem Klärgas ca. 2 Mio.  $\text{kWh}_{el}/a$  an selbst genutztem Strom produziert. Mit einem mittleren Methangehalt von etwa 65 % errechnet sich der elektrische Wirkungsgrad zu im Mittel 28 %. Die anfallende Abwärme wird zur Aufwärmung des Rohschlammes und zum Ausgleich der Transmissionsverluste der Faulbehälter und der Betriebsgebäude eingesetzt. Optional kann zusätzlich eine Kesselanlage betrieben werden.

## 5.2 Co-Fermentation auf dem Klärwerk Kohlfurth

Als Substrat für eine Co-Fermentation auf kommunalen Kläranlagen kommen insbesondere Fettabscheiderinhalte in Frage, die eine hohe Gasausbeute und einen hohen Abbaugrad aufweisen. Fettabscheiderinhalte aus Schlachthöfen sind zudem in der Positivliste des Handbuchs Cofermentation (MUNLV NRW, 2001) aufgeführt. Fette und Fettabscheiderinhalte aus Schlachthöfen sind der Kategorie 2 der europäischen Hygieneverordnung EG/1774/2002 zuzuordnen. Aufgrund des seuchenhygienischen Risikos wird eine Zerkleinerung auf Kantenlängen kleiner 50 mm sowie eine Hygienisierung mit einer Kerntemperatur von mindestens  $133 \text{ }^\circ\text{C}$  und einem Dampfdruck von mindestens 3 bar über 20 Minuten gefordert. Bei einer Verbrennung des ausgefaulten Schlammes ist in NRW keine Hygienisierung erforderlich (MUNLV NRW, 2007).

### • Variante 1: Stromautarker Betrieb des Klärwerks

Die Annahmemenge für einen stromautarken Betrieb des Klärwerks wurde anhand des aktuellen Stromverbrauchs von etwa 3,5 Mio.  $\text{kWh}_{el}/a$  und der Eigenproduktion von 2,0 Mio.  $\text{kWh}_{el}/a$  abgeschätzt. Die mögliche Beschickungsmenge wird durch die natürlichen Schwankungen im Rohschlammmanfall, die Wärmeabnahme im Heizkreislauf, die Kapazität der BHKW-Anlage und das Volumen des Gasspeichers begrenzt. In Abhängigkeit von den Substrateigenschaften (TR-Gehalt, Glühverlust, etc.) wurde eine Zugabemenge von etwa 15 bis  $25 \text{ m}^3/d$  an Fettabscheiderinhalten ermittelt, die ohne große bauliche Veränderungen einen stromautarken Betrieb des

Klärwerks ermöglicht. Die Faulzeit  $t_R$  wird hierbei von im Mittel 39 d ( $B_{R,oTR} = 0,8 \text{ kg}/(\text{m}^3\text{d})$ ) auf etwa 35 d unter Zugabe der Fettabscheiderinhalte ( $B_{R,oTR} = 1,4 \text{ kg}/(\text{m}^3\text{d})$ ) verringert.

- **Variante 2: Erhöhte Auslastung des Faulbehälters**

Nach den Vorgaben des Handbuchs Co-Fermentation (vgl. Tabelle 6) ist bei Faulanlagen mit einer Anlagengröße von mehr als 100.000 EW eine Faulzeit von 15 bis 18 d und eine Raumbelastung von bis zu  $4,5 \text{ kg oTR}/(\text{m}^3\text{d})$  zulässig. Bei einem Faulraumvolumen von  $8.000 \text{ m}^3$  und einer mittleren Faulzeit im Ist-Zustand von 39 d errechnet sich die maximal mögliche Zugabemenge an Co-Substrat zu rund  $200 \text{ m}^3/\text{d}$ . Diese Zugabemenge entspricht einer Gesamtraumbelastung von  $2,6 \text{ kg oTR}/(\text{m}^3\text{d})$ . Obwohl die maximale Raumbelastung nach Tabelle 6 nicht erreicht wird, wird der Einsatzbereich einer Co-Fermentation deutlich überschritten. Im Folgenden wird daher nur eine verdoppelte Raumbelastung von  $1,6 \text{ kg oTR}/(\text{m}^3\text{d})$  entsprechend einer Zugabemenge in Höhe von rund  $90 \text{ m}^3/\text{d}$  betrachtet. Die Faulzeit bei dieser Zugabemenge errechnet sich zu 27 d und liegt damit über dem Grenzwert der Tabelle 6.

- **Erforderliche Anlagentechnik**

Für die Annahme des Co-Substrates mit einer Menge von  $25 \text{ m}^3/\text{d}$  bei der Variante 1 bzw. bei der Variante 2 von  $90 \text{ m}^3/\text{d}$  wird eine Annahmestation mit einem Vorlageschacht von z.B.  $30 \text{ m}^3$  Volumen benötigt. Aufgrund der spezifischen Substrateigenschaften der Fettabscheiderinhalte ist die Annahmestation mit einer Abscheidevorrichtung und einem Monomanschler auszurüsten sowie wärmetechnisch anzubinden. Weiterhin sind eine Umwälzpumpe, eine Beschickungspumpe und die rohrleitungstechnische Anbindung der Annahmestation an die Beschickungsleitung zum Faulbehälter zu berücksichtigen. Ggf. ist eine Abluftabsaugung und -behandlung in einem Biofilter erforderlich.

- **Strom- und Wärmeüberschüsse**

Für die Berechnung der zusätzlich produzierten Gasmenge wurde für das Co-Substrat anhand von Literaturwerten ein Feststoffgehalt von 8 % TR, ein Glühverlust von 90 % des TR sowie eine oTR-spezifische Gasausbeute von  $1.200 \text{ l}_N/\text{kg oTR}_0$  (z.B. MUNLV, 2001) angesetzt. Die Überschüsse an Strom und Wärme, die sich aus der Verstromung des zusätzlich erzeugten Klärgases ergeben, sind in der Tabelle 10 für die beiden Varianten zusammengefasst. Die Wirkungsgrade der BHKW-Anlage wurden mit  $\eta_{el} = 33 \%$  und  $\eta_{therm} = 55 \%$  angesetzt. Für den Ist-Zustand wurde von einer vollständigen Eigendeckung des Wärmebedarfs ausgegangen. Mögliche Wärmeüberschüsse, die im Jahresverlauf auftreten können, wurden vernachlässigt. Der Strom- und der Wärmebedarf der Co-Fermentation wurden ebenfalls vereinfacht abgeschätzt.

Tabelle 10: Strom- und Wärmeproduktion bei der Co-Fermentation

		Ist-Zustand	Variante 1	Variante 2
<b>Gasbilanz</b>				
Klärgasproduktion, Rohschlamm	[m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /a]	1.000.000		
Zugabe an Co-Substrat	[m <sup>3</sup> /d]		25	90
TR-Gehalt	[kg/m <sup>3</sup> ]		80	80
Glühverlust	[% TR]		90	90
Gasausbeute	[m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /kg oTR <sub>0</sub> ]		1,2	1,2
Gasproduktion, Co-Substrat	[m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /a]		788.400	2.838.240
<b>Gasnutzung</b>				
Heizwert	[kWh/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> ]	6	6	6
Primärenergiemenge, Klärgas	[kWh/a]	6.000.000	6.000.000	6.000.000
Primärenergiemenge, Co-Gas	[kWh/a]		4.730.400	17.029.440
η <sub>el</sub> BHKW-Anlage	[%]	33	33	33
η <sub>therm</sub> BHKW-Anlage	[%]	55	55	55
<b>Strombilanz</b>				
Eigenbedarf KA	[kWh <sub>el</sub> /a]	3.500.000	3.500.000	3.500.000
Strombedarf Co-Fermentation	[kWh <sub>el</sub> /a]		175.000	350.000
Stromproduktion, Klärgas	[kWh <sub>el</sub> /a]	1.980.000	1.980.000	1.980.000
Stromproduktion, Co-Substrat	[kWh <sub>el</sub> /a]		1.561.032	5.619.715
Fremdbezug	[kWh <sub>el</sub> /a]	-1.520.000		
Stromüberschuss	[kWh <sub>el</sub> /a]		-133.968	3.749.715
<b>Wärmebilanz</b>				
Eigenbedarf KA (100 % Deckung)	[kWh <sub>therm</sub> /a]	3.300.000	3.300.000	3.300.000
Wärmebedarf Co-Fermentation	[kWh <sub>therm</sub> /a]		165.000	594.000
Wärmeproduktion, Klärgas	[kWh <sub>therm</sub> /a]	3.300.000	3.300.000	3.300.000
Wärmeproduktion, Co-Substrat	[kWh <sub>therm</sub> /a]		2.601.720	9.366.192
Wärmebezug	[kWh <sub>therm</sub> /a]	0		
Wärmeüberschuss	[kWh <sub>therm</sub> /a]		2.436.720	8.772.192

### 5.3 Externe Nutzung von Gas-, Strom- und Wärmeüberschüssen

Die Vertriebszenarien für eine externe Nutzung des Klärgases werden aus Sicht der technischen und der wirtschaftlichen Machbarkeit (unter Berücksichtigung der jeweiligen Rahmenbedingungen) nach den Kriterien Dringlichkeit, Wichtigkeit, Aufbereitung und Umsetzungswahrscheinlichkeit auf ihre Umsetzung bewertet. Danach lässt sich eine Rangfolge der Prioritäten erstellen. Aus einem Screening der Gaskunden der Stadtwerke Solingen GmbH ergaben sich die nachfolgend dargestellten vier Nutzungsvarianten im Stadtgebiet von Solingen.

- **Wohnsiedlung Weeger Hof**

Für die Wohnsiedlung Weeger Hof in Solingen führt die Stadtwerke Solingen GmbH (SWS GmbH) gemeinsam mit dem Eigentümer und ihrem Kooperationspartner der Wohnungsbau-Genossenschaft Spar- und Bauverein Solingen eG (SBV) derzeit ein Nahwärmeprojekt samt energetischer Wohnbausanierung durch. Die Anzahl der Wohneinheiten wird im Zuge der Sanierung voraussichtlich von heute 532 auf etwa 420 reduziert. Das Nahwärmenetz wird blockweise in einem Zeitraum von 10 Jahren von 2006 an fertig gestellt werden. Durch die energetische Verbesserung der Häuser sinkt der Nutzwärmebedarf für Heizung und Warmwasser von etwa 5.400 MWh/a auf rund 2.900 MWh/a. Der Stromverbrauch wird dann bei nur noch voraus-

sichtlich 1,26 GWh liegen. Herzstück des Konzeptes ist bzw. wird eine zentrale, bisher mit Erdgas betriebene KWK-Anlage zur Energieerzeugung sein. Diese wird schrittweise mit drei BHKW-Modulen realisiert, die in Kaskade geschaltet eine elektrische Gesamtleistung von voraussichtlich 250 kW<sub>el</sub> erbringen werden. Die Anschlusssituation für die Variante Weeger Hof mit einer Durchleitung des Gases über das Mitteldrucknetz der SWS Netz GmbH erfordert eine Aufbereitung des Klärgases auf Erdgasqualität.

Das Projekt wird wie folgt eingestuft:

Dringlichkeit:	sehr hoch
Wichtigkeit:	sehr hoch
Aufbereitung:	erforderlich
Umsetzungswahrscheinlichkeit:	sehr hoch

- **Schwimmhalle und Eissporthalle am Birkenweiher**

Ausgangslage und Zielsetzung ist bei diesem Konzept eine gemeinsame Versorgung der Badeanstalt Birkerstraße und der gegenüberliegenden Eissporthalle mit einem BHKW mit Spitzenlastkessel alternativ zu der derzeitigen Versorgung. Da der weitere Betrieb der Badeanstalt zur Zeit nicht vollends geklärt ist, besteht hierzu noch Klärungsbedarf. Die Anschlusssituation ist technisch und wirtschaftlich mit der eines Anschlusses der Klärgaserzeugung an das Mitteldrucknetz der SWS Netz GmbH bei der Variante Weeger Hof zu vergleichen.

Das Projekt wird wie folgt eingestuft:

Dringlichkeit:	hoch
Wichtigkeit:	sehr hoch
Aufbereitung:	erforderlich
Umsetzungswahrscheinlichkeit:	zur Zeit keine Erkenntnisse über die weitere Planung

- **Wohngebiet Hasseldelle**

Das Wohngebiet umfasst ca. 346 bis 418 Wohneinheiten (Gesamtwohnfläche = ca. 24.500 m<sup>2</sup> bis 30.000 m<sup>2</sup>) und ist der größte Teil der Gesamtsiedlung Hasseldelle. Der Eigentümer ist die GAGFAH GmbH. Die Versorgung für Raumwärme und für Warmwasser erfolgt über eine bereits seit den 70er Jahren bestehenden Heizzentrale. Aufgrund der räumlichen Nähe zum Klärwerk Kohlfurth bietet sich das Wohngebiet Hasseldelle für eine Nutzung des erzeugten Klärgases ohne eine vorherige Aufbereitung auf Erdgasqualität an (Bild 8). Die Anschlusssituation ist technisch und wirtschaftlich mit der eines Anschlusses der Klärgaserzeugung an das Mittel-

drucknetz der SWS Netz GmbH bei der Variante Weeger Hof zu vergleichen. Die Gasaufbereitung und Konditionierung entfällt jedoch.

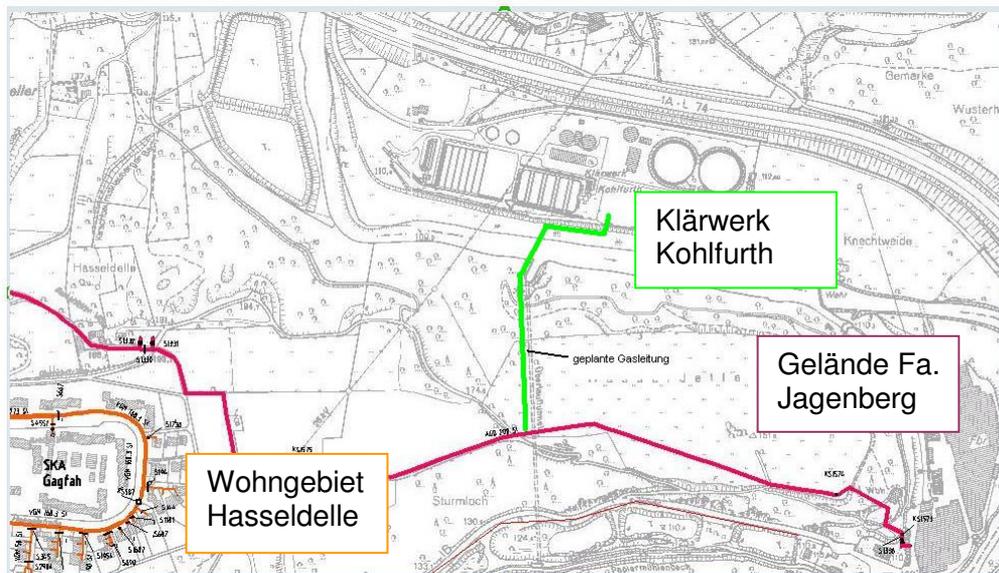


Bild 8: Lageplan Wohngebiet Hasseldelle, Gelände Fa. Jagenberg und Klärwerk Kohlfurth

Alternativ bietet sich die Wärmeversorgung des Wohngebietes mit einer Wärmeleitung aus dem Klärwerk über eine ca. 1 km lange Doppelleitung an. Hierbei kann eine Förderung nach KWKModG (s. Kapitel 3.2) in Anspruch genommen werden, wenn die Förderkriterien eingehalten werden. Darüber hinaus sind für den Anlagenbetreiber je nach Deckungsgrad des Wärmebedarfes weitergehende Förderprogramme (z.B. zurzeit das Programm Energieeffizientes Sanieren der Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW) möglich.

Das Projekt wird wie folgt eingestuft:

Dringlichkeit:	sehr hoch
Wichtigkeit:	sehr hoch
Aufbereitung:	nicht erforderlich
Umsetzungswahrscheinlichkeit:	derzeit noch offen

- **Ehemaliges Gelände der Fa. Jagenberg (Papiermühle)**

Eine Nutzung des brachliegenden Werksgeländes der ehemaligen Papierfabrik Jagenberg ist aus heutiger Sicht vermutlich nicht mehr möglich. Die Rücksprache mit dem Amt für Wirtschaftsförderung der Stadt Solingen ergab einen Ausschluss der weiteren industriellen Nutzung dieses Geländes. Das Gelände ist heute Bestandteil eines ausgewiesenen Landschaftsschutzgebietes. Es liegt kein industrielles Nutzungskonzept in Verbindung mit dem Ausbau zu einem Industriestandort vor. Aufgrund der direkten räumlichen Nähe zum Klärwerk Kohlfurth und der industriell-

len Geländestruktur (die Altgebäude wurden überwiegend rückgebaut, die Grundfläche ist nicht saniert) würde sich das Gelände jedoch grundsätzlich für eine externe Nutzung anbieten.

Das Projekt wird wie folgt eingestuft:

Dringlichkeit:	sehr gering
Wichtigkeit:	gering
Aufbereitung:	nicht erforderlich
Umsetzungswahrscheinlichkeit:	aus heutiger Sicht nicht gegeben

#### 5.4 Wirtschaftlichkeit und CO<sub>2</sub>-Einsparung

Für eine externe Nutzung des aus der Co-Fermentation auf dem Klärwerk Kohlfurth zusätzlich erzeugten Klärgases wären nur die Wohnsiedlung Weeger Hof und das Wohngebiet Hasseldelle geeignet. Die Klärgasaufbereitung auf Erdgasqualität, die für eine Gasnutzung im Wohngebiet Weeger Hof notwendig wäre, ist wie in den Kapiteln 3 und 4 aufgezeigt selbst unter Berücksichtigung einer öffentlichen Förderung nicht wirtschaftlich. Daher wird diese Variante nicht weiter verfolgt. Für eine Nutzung von Gas-, Strom- oder Wärmeüberschüssen verbleibt damit nur das räumlich nah zum Klärwerk gelegene Wohngebiet Hasseldelle.

Bei einer Verbrennung des Klärgases in einem zusätzlichen BHKW-Modul auf dem Klärwerk Kohlfurth wird der produzierte Strom einer Eigennutzung zugeführt, Stromüberschüsse werden nach EEG oder KWKModG in das vorgelagerte Versorgungsnetz eingespeist. Die überschüssige Wärmemenge wird über eine aufzubauende Nahwärmeleitung dem Wohngebiet Hasseldelle zugeführt und dort genutzt werden. Alternativ könnte das Klärgas in einer Mikrogasleitung zu dem Wohngebiet geführt und in einer vor Ort aufgestellten BHKW-Anlage verstromt werden. Die erzeugte Abwärme würde zur Wärmebedarfsdeckung vor Ort eingesetzt. Der produzierte Strom wäre in das Stromnetz einzuspeisen oder in Teilen über ein zusätzlich verlegtes Erdkabel zu dem Klärwerk zurückzuführen. Bei einer Nutzung des vorhandenen Versorgungsnetzes ist eine kaufmännisch-bilanzielle Durchleitung zu prüfen. Diese Variante wird aufgrund der vielfältigen Unwägbarkeiten hier nicht weiter betrachtet.

Die Gasmenge, die bei der Co-Fermentation zusätzlich produziert wird, beträgt bei der Variante 1 rund 790.000 m<sub>N</sub><sup>3</sup>/a und bei der Variante 2 rund 2,9 Mio. m<sub>N</sub><sup>3</sup>/a (vgl. Tabelle 10). Für das zusätzliche BHKW-Modul wird von einer Außenaufstellung in Container-Bauweise mit einer Inbetriebnahme in 2011 ausgegangen. Mit dem Heizwert des Klärgases von 6 kWh/m<sub>N</sub><sup>3</sup>, einer Betriebsdauer von 8.000 Stunden pro Jahr und einem elektrischen Wirkungsgrad von 33 % errechnet sich für die Variante 1 eine Modulgröße von 200 kW<sub>el</sub>, für die Variante 2 ergeben sich 2 Module à 350 kW<sub>el</sub>. Die bereitgestellte Überschusswärme beträgt bei der Variante 1 rund 2,4 Mio. kWh<sub>therm</sub>/a und bei der Variante 2 rund 8,7 Mio kWh<sub>therm</sub>/a.

Für das Wohngebiet Hasseldelle wird von der oberen Gesamtwohnfläche von 30.000 m<sup>2</sup> ausgegangen. Es wird angenommen, dass mit der geplanten Sanierung ein Jahres-Primärenergiebedarf von maximal 60 kWh<sub>PE</sub> pro m<sup>2</sup> Gebäudenutzfläche A<sub>N</sub> gemäß dem KfW-Standard Effizienzhaus 70 (EnEV<sub>2007</sub>) erreicht wird. Für die Warmwasserbereitung wird ein Bedarf von 12 kWh<sub>PE</sub>/(m<sub>AN</sub><sup>2</sup>\*a) angesetzt. Die Wärmeverluste der Nahwärmeleitung werden mit 50 W/m (Doppelleitung) angenommen. Es errechnet sich ein Primärenergiebedarf von 2,2 Mio. kWh<sub>PE</sub>, bei einem thermischen Wirkungsgrad einer konventionellen Kesselanlage von  $\eta_{\text{therm}} = 90 \%$  ein Jahreswärmebedarf von rund 2 Mio. kWh<sub>therm</sub>. Bereits in der Variante 1 würde die aus der BHKW-Anlage bereitgestellte Überschusswärme diesen Wärmebedarf vollständig abdecken. Bei der Variante 2 würde im Jahresverlauf ein deutlicher Wärmeüberschuss auftreten, der über Tischkühler abzuführen ist.

Die Wärmeleitung zum Aufbau eines Nahwärmenetzes wird über den Jahreswärmebedarf, eine Anzahl von 1.800 Vollbenutzungsstunden, eine Vorlauftemperatur aus dem Kühlkreislauf der BHKW-Anlage von 85 °C und eine Rücklauftemperatur aus dem Wärmeverteiler im Wohngebiet Hasseldelle von 65 °C dimensioniert. Die Leitung mit einem Querschnitt von DN 100 wird als Doppelleitung erdverlegt. Für die Heizwasserumwälzung werden zwei Pumpen mit einer Leistung von jeweils 4 kW (z.B. Wilo IP-E 40/160-4/2 3~ PN10) angesetzt. Es wird angenommen, dass aufgrund der jahreszeitlich bedingten Schwankungen zwischen Grundlast im Sommerhalbjahr und Heizungsbetrieb im Jahresmittel nur 1,5 Pumpen in Betrieb sind.

Die Kapitalkosten werden nach LAWA mit einem Zinssatz von 4 % und einer Nutzungsdauer von 25 Jahren für das Nahwärmenetz bzw. von 10 Jahren für die sonstigen Anlagenteile ermittelt. Die betriebsgebundenen Jahreskosten werden mit Erfahrungswerten bzw. den gesetzlichen Vergütungssätzen und Zuschüssen bestimmt (Tabelle 11).

Zusammenfassend wird bei der Variante 1 ein wirtschaftlicher Verbund des Nahwärmesystems mit einem jährlichen Überschuss von rund 85.000 €/a erreicht. Im Gegensatz hierzu weist die Variante 2 trotz der erheblich höheren Stromproduktion Jahreskosten von rund 52.000 €/a auf und ist damit zunächst nicht wirtschaftlich. Die Ursachen hierfür liegen in der niedrigen Vergütung des erzeugten Stroms nach EEG gegenüber den weitaus höheren Kosten des vermiedenen Fremdbezugs bei der Variante 1. Wird an Stelle der niedrigen EEG-Vergütung ein Marktpreis inkl. Netznutzungsentgelt von 10 Ct/kWh<sub>el</sub> angesetzt, so errechnet sich für die Variante 2 ein Überschuss in Höhe von rund 85.000 €/a. Weiterhin ist die überschüssige Abwärmemenge zu beachten, die die im Nahwärmenetz abgenommene Wärmemenge erheblich übersteigt. Mit einem Überschuss von rund 7 Mio. kWh<sub>therm</sub> und unter Annahme eines Wärmepreises von 3 Ct/kWh<sub>therm</sub> errechnet sich ein Potenzial von rund 210.000 €/a, das theoretisch zur Kostendeckung zur Verfügung steht.

Tabelle 11: Kostenvergleich der betrachteten Varianten zur Co-Fermentation

		Variante 1 25 m <sup>3</sup> /d	Variante 2 90 m <sup>3</sup> /d
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>			
Annahmestation	[€]	50.000	50.000
BHKW-Anlage (200 bzw. 2*350 kW)	[€]	300.000	962.500
Wärmeleitung (l = 1.000 m)	[€]	200.000	200.000
Kreislaufpumpe (2 Stk.)	[€]	13.500	13.500
Pufferspeicher (2 Stk.)	[€]	15.000	15.000
Summe	[€]	578.500	1.241.000
Kapitalkosten (LAWA)	[€/a]	59.467	141.147
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>			
Menge Co-Substrat	[m <sup>3</sup> /d]	25	90
Kosten Co-Substrat (8,0 €/m <sup>3</sup> )	[€/a]	73.000	262.800
Stromproduktion, Co-Substrat	[kWh <sub>el</sub> /a]	1.561.032	5.619.715
Instandhaltung BHKW (1,5 Ct/kWh)	[€/a]	23.415	84.296
Rest Co-Fermentat (10 % TR <sub>0</sub> )	[t TR/a]	73	263
Verbrennung Reststoffe (250 €/t TR)	[€/a]	18.250	65.700
Umwälzung Nahwärmesystem	[€/a]	7.358	7.358
Überwachung Anlage (pauschal)	[€/a]	10.000	10.000
Betriebsliche Kosten	[€/a]	132.024	430.154
<b>Vergütungen/Erträge/Zuschüsse</b>			
Stromüberschuss	[kWh <sub>el</sub> /a]	0	3.750.000
EEG-Vergütung (5,98 Ct/kWh <sub>el</sub> )	[€/a]	0	224.250
Vermiedener Stromfremdbezug	[kWh <sub>el</sub> /a]	1.386.032	1.520.000
Kostenreduktion (14,0 Ct/kWh <sub>el</sub> )	[€/a]	194.044	212.800
Wärmeabgabe Nahwärmenetz	[kWh <sub>therm</sub> /a]	2.000.000	2.000.000
Verkauf Nahwärme (3,0 Ct/kWh <sub>therm</sub> )	[€/a]	80.000	80.000
KWKModG Wärmenetz (20% I <sub>0</sub> )	[€]	40.000	40.000
Reduktion Kapitalkosten	[€/a]	2.560	2.560
Summe	[€/a]	276.605	519.610
<b>Gesamtkosten</b>			
Kapitalgebundene Kosten	[€/a]	59.467	141.147
Betriebsgebundene Kosten	[€/a]	132.024	430.154
Vergütungen/Erträge/Zuschüsse	[€/a]	276.605	519.610
Summe	[€/a]	-85.114	51.691

- Für die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Wärmeverbundes ist der vermiedene Einsatz von Primärenergie für Heizzwecke anzusetzen. Der Bedarf von 1,8 Mio. kWh<sub>PE</sub>/a entspricht einer Ergasmenge von 180.000 m<sup>3</sup>/a mit einem CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 360 t CO<sub>2</sub>/a (0,2 kg/kWh).
- Der durch die Co-Fermentation vermiedene Stromfremdbezug wird mit einem mittleren Emissionswert von 0,5 kg/kWh<sub>el</sub> angesetzt. Für die Variante 1 errechnet sich hieraus eine Einsparung von 693 t CO<sub>2</sub>/a und für die Variante 2 von 1.895 t CO<sub>2</sub>/a.
- Der LKW-Transport des Co-Substrats wird mit 0,25 kg CO<sub>2</sub>/(t\*km) und einer Transportentfernung von im Mittel 30 km angesetzt. Es errechnet sich ein Jahresausstoß für die Variante 1 von 68 t CO<sub>2</sub>/a und für die Variante 2 von 246 CO<sub>2</sub>/a.
- Der Wärmeverbund reduziert damit bei beide Varianten den CO<sub>2</sub>-Ausstoß deutlich: bei der Variante 1 um 985 t CO<sub>2</sub>/a und bei der Variante 2 um 2.009 t CO<sub>2</sub>/a.

## 6 Wärmenutzung aus dem gereinigten Abwasser

Die Wärmeeinleitungen in Fließgewässer sind neben industriellen Nutzungen maßgeblich auch auf das Einleiten von gereinigtem Abwasser aus kommunalen Kläranlagen zurückzuführen. Während der Sommermonate ist der Einfluss des teilweise sogar mit niedrigerer Temperatur in das Gewässer eingeleiteten Abwassers von eher untergeordneter Bedeutung. Im Gegensatz hierzu ist das eingeleitete Abwasser während der Wintermonate eine spürbare Wärmebelastung des Gewässers. In typischen Mittelgebirgsflächen kann sich die Wärmezufuhr im Winterhalbjahr negativ auf das Laichverhalten von Langdistanzwanderfischen (Salmoniden) auswirken (MUNLV, 2005).

Die Abwärmenutzung aus dem gereinigten Abwasser (vgl. Kap. 4.1.1, Varianten 4a/4b) könnte hier eine wirksame Maßnahme für eine Verbesserung des Temperaturhaushalts im Fließgewässer darstellen, da gerade während der Wintermonate auch der Hauptwärmebedarf der Kläranlage besteht. Durch die Abwasserwärmenutzung wird zudem der Anteil des Klärgases, welches für eine Aufbereitung und externe Abgabe bzw. Nutzung zur Verfügung steht, deutlich gesteigert. Ausführliche Hinweise zur Dimensionierung von Anlagen zur Wärmenutzung aus Abwasser sowie deren Auswirkung auf den Betrieb von Kläranlagen finden sich u.a. in dem DWA-Merkblatt M 114 (DWA, 2009).

### 6.1 Wärmegewinnung aus Abwasser

Die im Kanalnetz mitgeführte Wärme ist auf die Einleitung des verschmutzten Abwassers aus Haushalten, Gewerbe und Industrie sowie auf den Wärmeeintrag aus dem umgebenden Bodenkörper und auf Fremdwasserzutritte in das Kanalnetz zurückzuführen. Bisher werden überwiegend patentierte Wärmetauscher in Rinnenform in Kanäle eingebaut, um dem Rohabwasser Wärme zu entziehen. Die Wärmenutzung aus gereinigtem Abwasser kann demgegenüber aufgrund der deutlich reduzierten Verschmutzung insbesondere mit Fasern und partikulärer Substanz über Rohre erfolgen. Im Gegensatz zu einem rohwasserseitigen Einsatz ist an dieser Stelle nur eine Belagsbildung zu erwarten. Die Rohre können z.B. in Nachklärbecken, Verteilergerinnen oder dem Überstau von Filteranlagen in Lagen mit entsprechendem Abstand untereinander an den Wänden angebracht werden. Alternativ ist auch eine Zuführung von Anlagenablauf im Bypass zu einem separat aufgestellten Rohrbündeltauscher möglich.

In dem Wärmetauscher wird die Abwasserwärme auf ein Zwischenmedium (Sekundärkreislauf, Wasser oder Wasser-Glykol-Gemisch) übertragen. Das Zwischenmedium wird einer Wärmepumpe zugeführt, in der die enthaltene Wärme mittels eines Verdampfers auf ein Arbeitsmedium (Kältemittel mit niedrigem Siedepunkt) übertragen wird. Die im Zwischenmedium enthaltene Wärme muss nun unter Zuführung von elektrischer oder thermischer Energie auf ein höheres

Niveau verdichtet („gepumpt“) werden, um sie einer Nutzung für Heizzwecke zuführen zu können. Aufgrund der benötigten externen Energie ist der Betrieb einer solchen Wärmepumpe nur im Niedertemperaturbereich von Heizungsanlagen mit Vorlauftemperaturen von unter 50°C wirtschaftlich. Es können mit Strom oder Gas betriebene Kompressions- als auch mit Gas betriebene Absorptionswärmepumpen eingesetzt werden.

In elektrisch betriebenen Kompressionswärmepumpen wird das verdampfte Kältemittel über einen Kompressor komprimiert und dadurch erwärmt. In einem nachfolgenden Kondensator gibt der Dampf seine Wärme an den Kreislauf des Heizsystems (Primärkreislauf, Wasser) ab und wird wieder verflüssigt. Über ein Expansionsventil wird der Druck abgebaut und das Kältemittel wieder dem Verdampfer zugeführt. Der Betrieb des Kompressors sowie der Umwälzpumpen verbraucht elektrische Energie. Zur Deckung von Wärmespitzen wird zudem ein Spitzenlastkessel benötigt (bivalenter WP-Betrieb). Strombetriebene Abwasser-Wärmepumpen erreichen Jahresarbeitszahlen – die erzeugte Jahresnutzwärmeenergie (kWh) im Verhältnis zur benötigten Antriebsenergie (kWh<sub>el</sub>) inkl. Hilfsenergien – zwischen 4 und 5 (DBU, 2005).

Bei Absorptionswärmepumpen wird ein leichtsiedendes Kältemittel (Sorbat) von einem schwer-siedenden Lösungsmittel (Sorbens) durch Heizwärme in einem "thermischen Verdichter" getrennt. Das verdampfte und unter Druck stehende Kältemittel strömt in den Kondensator, wo der Dampf unter Abgabe von Kondensationswärme an das Heizsystem kondensiert. Das unter hohem Druck stehende Kondensat strömt über ein Drosselventil in den Verdampfer und nimmt dort bei Verdampfungsdruck und -temperatur erneut Wärme aus der Umwelt auf. Im nachfolgenden Absorber befindet sich eine arme Lösung des Zweistoffgemisches, die das Bestreben hat, den Dampf zu absorbieren. Dabei wird Absorptionswärme frei, die zusammen mit der Kondensationswärme die Gesamtheizwärme des Systems liefert. Mit Gas betriebene Absorptions-Wärmepumpen weisen aufgrund des direkten Einsatzes von Primärenergie eine entsprechend niedrigere Jahresarbeitszahl von etwa 1,5 auf (Buderus, 2002).

## 6.2 Bemessung von Wärmepumpe und-tauscher

Die Abkühlung bzw. Aufheizung eines Wasserstroms um eine Temperaturdifferenz  $\Delta T$  ist abhängig von der Wärmeübertragungsleistung des Wärmetauschers  $W_{WT}$  (kW), der Durchflussmenge an Wasser  $Q$ , der Dichte des Wassers  $\rho$  und der spezifischen Wärmekapazität des Wassers  $c$ . Die Abkühlung/Aufheizung und die hierfür benötigte Oberfläche des Wärmetauschers  $A_{WT}$  errechnet sich nach den Formeln (1) und (2).

$$\Delta T = \frac{W_{WT}}{c * \rho * Q} \quad (1)$$

$$W_{WT} = k * A_{WT} * \Delta T \quad (2)$$

mit  $\rho = 1,0 \text{ kg/l}$  (für Temperaturen zwischen 0 und 20 °C)  
 $c = 1,16 \text{ Wh/(kg}\cdot\text{K)}$  (für Temperaturen zwischen 0 und 20 °C)  
 $k = 0,6\text{-}0,9 \text{ kW/(m}^2\cdot\text{K)}$  (Wärmedurchgangskoeffizient Edelstahl)  
 $\Delta T \text{ (K)}$  = mittlere Temperaturdifferenz WT-Medium / Wasser

Die verfügbare Wärmemenge der Wärmepumpe ergibt sich zu (DWA, 2009):

$$W_{WP} = W_{WT} * (JAZ / (JAZ - 1)) \quad (3)$$

mit JAZ = Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe  
 (erreicht über das Jahr im Betrieb [-])

beziehungsweise im Auslegungsfall:

$$P_{WP} = P_{WT} * (COP / (COP - 1)) \quad (4)$$

mit COP = Leistungszahl der Wärmepumpe bei Auslegungs-  
 temperaturen (gemessen am Prüfstand) [-]

Die Leistungszahl COP (coefficient of performance) ist der Quotient aus der Wärme, die in den Heizkreis abgegeben wird, und der Arbeit, die aufgewendet werden muss, um die Temperatur anzuheben. Ein üblicher COP-Wert von 4,0 bedeutet, dass durch den Einsatz einer Energieeinheit technischer Arbeit oder elektrischer Energie (Exergie) 3,0 Einheiten nicht direkt nutzbarer Energie aus der Umgebung (Anergie) auf das erhöhte Temperaturniveau gepumpt und damit insgesamt 4,0 Energieeinheiten Wärme für Heizzwecke zur Verfügung gestellt werden können.

### 6.3 Wärmereduzierung für das gereinigte Abwasser

Die thermische Entlastung des Gewässers, die sich aus einer solchen Abwasserwärmenutzung ergeben kann, wurde am Beispiel des Klärwerks Kohlfurth des Wupperverbandes auf Basis von Monatsmittelwerten für das Jahr 2010 untersucht. Der Wärmebedarf von kommunalen Kläranlagen mit Schlammfaulung wird mit rund 70 % dominiert von dem Aufheizen des Rohschlammes im Zulauf zum Faulbehälter, während auf die Wärmeabstrahlung (Transmissionswärmebedarf) des Faulbehälters etwa 20 % bzw. die von Betriebsgebäuden und Werkstätten ca. 10 % des Gesamtwärmebedarfs entfallen (MURL, 1999). Das Bereitstellen von Warmwasser für Sozialbereiche und Laboreinrichtungen ist demgegenüber vernachlässigbar.

Die Wärmebilanz des Klärwerks wurde aufgrund fehlender Detailwerte vereinfacht über die jährliche Gasproduktion von 1 Mio. m<sup>3</sup>/a mit einem CH<sub>4</sub>-Gehalt des Klärgases von 60 % und einem thermischen Wirkungsgrad des BHKWs von 55 % auf einen Gesamtwärmebedarf von rund

3,3 Mio. kWh<sub>therm.</sub>/a abgeglichen (vgl.a. Tabelle 10). Der Anteil der Rohschlammwärmung errechnet sich hieraus zu 82 % des Gesamtwärmebedarfs. Für die gesamten Transmissionswärmeverluste wurde daher ein reduzierter Wert von 18 % angesetzt. Es ergibt sich der in Bild 9 dargestellte Verlauf des Wärmebedarfs mit einem unteren Leistungsbedarf von ca. 250 kW<sub>therm</sub> in den Sommermonaten und einem Maximalbedarf von rund 500 kW<sub>therm</sub> während der Wintermonate. In dieser Darstellung nicht berücksichtigt sind einzelne Bedarfsspitzen infolge erhöhter Schlammabzüge oder reduzierter Rohschlammtemperaturen.

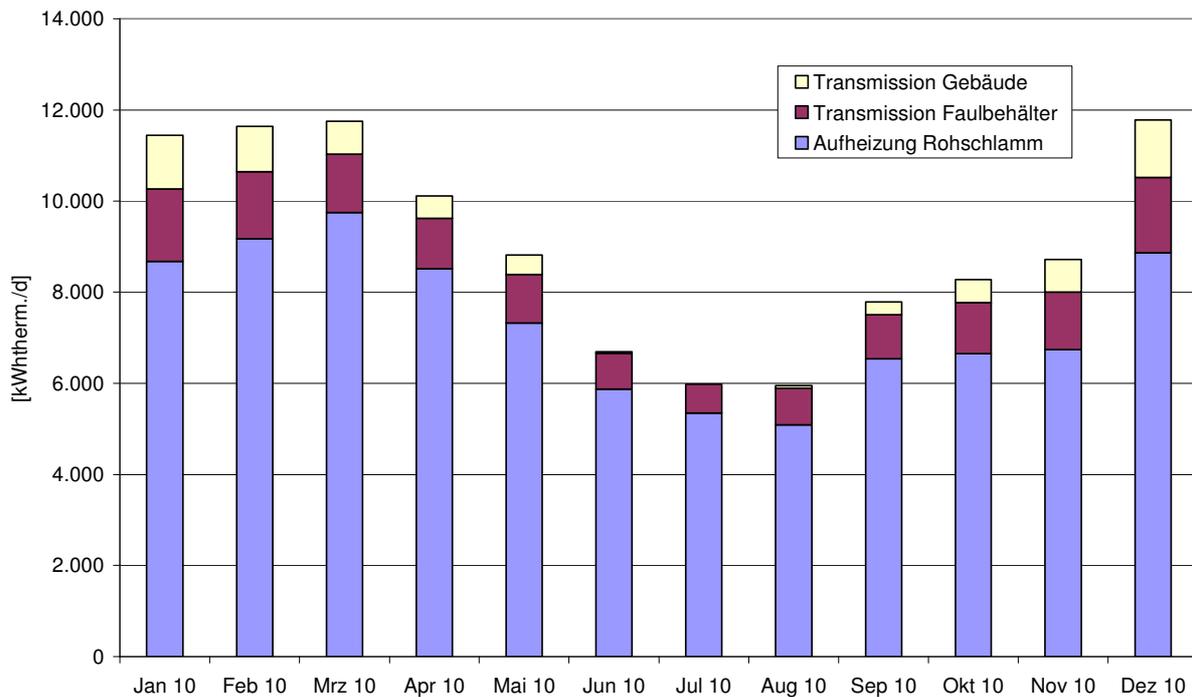


Bild 9: Berechneter Wärmebedarf für das Klärwerk Kohlfurth (Datenbasis 2010)

Für die Deckung des berechneten Wärmebedarf über eine Abwasserwärmenutzung wurden die Temperaturmessung in der biologischen Stufe sowie die Mengenummessung im Ablauf der Filteranlage ausgewertet. Die Wärmepumpe wurde mit einem COP-Wert von 4,0 angesetzt. Der Einfluss der Wärmeentnahme aus dem gereinigten Abwasser auf den Temperaturhaushalt der Wupper wurde mit Hilfe von Abfluss- und Temperaturdaten des Pegels Unterburg-Wupper abgeschätzt, da der nächste, stromaufwärts des Klärwerks Kohlfurth liegende Pegel Rutenbeck die großen Einleitungsmengen des großen Klärwerks Buchenhofen (550.000 EW) nicht beinhaltet. Die Gewässertemperaturen am Pegel Unterburg-Wupper wurden über eine Mischungsrechnung zunächst um den Einfluss der Abwassereinleitung aus dem Klärwerk Kohlfurth bereinigt. In einem zweiten Schritt wurden die Abkühlung des gereinigten Abwassers durch den Einsatz der Wärmepumpe und die sich hieraus ergebende „neue“ Gewässertemperatur berechnet.

Tabelle 12: Temperatureinfluss des Klärwerks Kohlfurth

	Temperatur biologische Stufe [°C]	Ablauf Filteranlage [m3/d]	Temperatur Pegel W-Unterbург [°C]	Abfluss Pegel Wupper Unterburg [m3/d]	Temper. Wupper o. KW Kohlfurth [°C]	Temperatur-Anteil KW Kohlfurth [%]
Jan. 10	9,6	43.523	5,0	934.207	4,8	4,5
Feb. 10	8,8	67.665	6,4	1.594.336	6,3	1,7
Mrz. 10	9,7	58.922	9,1	1.228.750	9,1	0,3
Apr. 10	11,9	34.576	12,5	641.301	12,5	-0,3
Mai. 10	13,4	36.237	14,0	541.923	14,0	-0,3
Jun. 10	16,1	27.397	18,8	483.768	19,0	-0,9
Jul. 10	18,5	31.346	21,2	520.089	21,4	-0,8
Aug. 10	17,1	53.093	18,3	739.684	18,4	-0,5
Sep. 10	15,7	41.961	16,1	612.778	16,1	-0,2
Okt. 10	14,2	38.287	13,3	699.508	13,2	0,4
Nov. 10	12,4	61.934	9,1	2.075.751	9,0	1,1
Dez. 10	9,8	48.706	5,5	1.027.210	5,3	3,9

Tabelle 13: Berechnung der Wärmepumpe und deren Temperatureinfluss

	Wärmebedarf KW Kohlfurth [kWhtherm/d]	Leistung WP KW Kohlfurth [kWtherm]	Leistung WT KW Kohlfurth [kWthermAbw.]	el. Leistung WP KW Kohlfurth [kWel]	Abkühlung Ablauf Filteranlage [K]	Temperatur Wupper mit WT [°C]
Jan. 10	11.445	477	358	119	0,17	5,0
Feb. 10	11.640	485	364	121	0,11	6,4
Mrz. 10	11.752	490	367	122	0,13	9,1
Apr. 10	10.115	421	316	105	0,19	12,5
Mai. 10	8.818	367	276	92	0,16	14,0
Jun. 10	6.691	279	209	70	0,16	18,8
Jul. 10	5.982	249	187	62	0,12	21,2
Aug. 10	5.952	248	186	62	0,07	18,3
Sep. 10	7.786	324	243	81	0,12	16,1
Okt. 10	8.276	345	259	86	0,14	13,3
Nov. 10	8.718	363	272	91	0,09	9,1
Dez. 10	11.779	491	368	123	0,16	5,5

Die Berechnungen bestätigen, dass die Klärwerkseinleitung in den Wintermonaten das Gewässer in geringem Umfang erwärmt, während die Gewässertemperatur in den Sommermonaten geringfügig abgesenkt wird. Mit einer Temperaturdifferenz  $\Delta T$  von kleiner gleich 0,2 K bzw. einem Anteil von unter 5 % an der Gewässertemperatur ist der Einfluss der Einleitung an dieser Stelle insgesamt vernachlässigbar. Maßgeblich hierfür sind die gegenüber dem Gewässerabfluss im Mittel um den Faktor 20 niedrigeren Ablaufmengen des Klärwerks, deren Temperatur im Jahresgang zudem nur während der Wintermonate um bis zu 5 K von der Gewässertemperatur abweicht. Der Einsatz einer Wärmepumpe reduziert die Temperatur im Kläranlagenablauf mit unter 0,2 K nur unwesentlich und wirkt sich unter Berücksichtigung der Abflussmengen nicht auf die Gewässertemperatur aus.

Es ergibt sich keine thermische Entlastung des Gewässers durch die Abwasserwärmenutzung für den betrachteten Standort und damit kein zusätzlicher Vorteil für die Variante 4 mit einer Aufbereitung und Abgabe des erzeugten Klärgases. Es ist davon auszugehen, dass dieses Ergebnis auf andere Kläranlagenstandorte übertragbar ist, da in der Regel die Ausbaugröße der Kläranlage und die Gewässergöße miteinander verbunden sind. Umgekehrt kann der Wärmebedarf auch von Großkläranlagen ohne Nachteile über Abwasserwärme abgedeckt werden.

## 7 Geschäftsmodelle

Für die spätere Umsetzung eines Projektes ist neben dem technischen das kommerzielle Konzept entscheidend, nach dem sich im weiteren Verlauf die Vertragsgestaltung, die Finanzierung, die Preisbildung, das Portfoliomanagement für die Energie und das Risikomanagement richten. Hierbei steht am Anfang die Frage nach dem treffenden Geschäftsmodell. Es lassen sich drei grundsätzliche Varianten formulieren. Die Entscheidung, welche Variante zum Tragen kommt, ist in Abhängigkeit von den projektspezifischen Randbedingungen zu treffen.

In der ersten Variante wird das Gesamtprojekt gesamtverantwortlich vom öffentlichen Betreiber der Kläranlage und dem Betreiber des öffentlichen Gasnetzes getragen. Für die rechtliche Umsetzung ist zum Beispiel ein gemeinsamer Betrieb gewerblicher Art von dem i.d.R. öffentlichen Betreiber der Kläranlage und dem privatwirtschaftlichen Betreiber des Versorgungsnetzes zu gründen. Die Variante beinhaltet die gesamten Chancen und Risiken in Verbindung mit der Investition sowie des technischen und wirtschaftlichen Betriebes der zusätzlichen Anlagentechnik. Je nach gewählter Nutzungsvariante kann dies auch die Vermarktung und Lieferung der erzeugten Wärme einschließen und somit fast die gesamte Wertschöpfungskette beinhalten:

- Bau und Betrieb der Anlagen zur Annahme von Co-Substraten
- Ggf. Bau und Betrieb einer Gasaufbereitungsanlage
- Bau und Betrieb der zusätzlichen Anlagen zur Klärgasverwertung
- Beschaffung der Co-Substrate und Verwertung der Reststoffe
- Bau und Betrieb der Anlagen zur Verteilung der Wärme und des Stromes

Alternativ kann der Betreiber der Kläranlage die Erzeugungskette für das Klärgas, ggf. bis einschließlich einer Gasaufbereitung, alleinverantwortlich bauen und betreiben. Der Netzbetreiber kauft das Gasprodukt ab den Abgangsarmaturen und leitet es in technischer und wirtschaftlicher Eigenverantwortung zu den externen Nutzungsmöglichkeiten durch. Die Vermarktung der aus dem Gasprodukt in einer extern aufgestellten KWK-Anlage erzeugten Wärme und des Stromes geschieht ebenfalls durch den Netzbetreiber, beispielsweise als Contractor.

In der dritten Variante liegt die gesamte Erzeugungskette vom Klärgas bis hin zu Strom und Wärme alleinverantwortlich bei dem Betreiber der Kläranlage. Der Netzbetreiber kauft ab den Abgangsarmaturen die erzeugten Produkte Wärme und Strom und leitet diese in technischer und wirtschaftlicher Eigenverantwortung zu den externen Nutzungsmöglichkeiten durch. Die Vermarktung geschieht ebenfalls durch den Netzbetreiber.

## 8 Zusammenfassung und Ausblick

Der Bedarf kommunaler Kläranlagen an elektrischer Energie ist mit spezifisch etwa 30 bis 40 kWh/(E\*a) vergleichsweise gering, unter Berücksichtigung der angeschlossenen Einwohnerwerte ergeben sich jedoch absolut erhebliche Verbrauchsmengen. Aufgrund der erheblichen Preissteigerungen bei dem fremdbezogenen Strom streben die Betreiber von Kläranlagen mit anaerober Schlammstabilisierung vermehrt nach einer Stromautarkie unter Einsatz einer Co-Fermentation. Die Wärmeüberschüsse, die sich bei einer Nutzung des erzeugten Klärgases in BHKW-Anlagen temporär im Jahresverlauf ergeben, werden hierbei deutlich vergrößert.

Eine Aufbereitung des Klärgases auf Erdgasqualität mit einer nachfolgenden Einspeisung des erzeugten „Bioerdgases“ in das öffentliche Gasnetz könnte eine effizientere Nutzung des Primärenergiepotentials ermöglichen. Der weiter bestehende Wärmebedarf der Kläranlage könnte über eine Abwärmenutzung aus dem gereinigten Abwasser im Ablauf abgedeckt werden. Der Strombedarf zur Aufrechterhaltung der Prozesse der Abwasserreinigung wäre durch einen Stromfremdbezug aus dem vorgelagerten Stromnetz zu decken. Die Wirtschaftlichkeit eines solchen verfahrenstechnischen Ansatzes wurde in verschiedenen Varianten untersucht.

Die Gasaufbereitung und -einspeisung stellt nach den durchgeführten Kostenbetrachtungen für die Betreiber von kommunalen Kläranlagen derzeit keine Alternative zu einer konventionellen Gasnutzung dar. Die maßgebliche Ursache hierfür liegt in den hohen Kosten des Stromfremdbezugs sowie den erforderlichen Investitionen und den Betriebskosten der Gasaufbereitung. Diesen steht nur ein geringerer Ertrag aus dem Verkauf des erzeugten „Bioerdgases“ bzw. der hieraus in externen BHKW-Anlagen produzierten Wärme- und Strommengen gegenüber. Eine mögliche thermische Entlastung des Vorfluters, die sich bei einer Klärgasabgabe mit dann eingesetzter Nutzung von Abwasserwärme zur Wärmebedarfsdeckung ergeben könnte, ließ sich in einer Beispielrechnung für eine bestehende Kläranlage nicht nachweisen.

Ein möglicher Lösungsansatz könnte in dem Aufbau lokaler Energienetze bestehen, bei denen Überschüsse an Gas, Strom oder Wärme direkt an geeignete Nutzer abgegeben werden. Das mittels Co-Fermentation produzierte Klärgas würde auf der Kläranlage verstromt und die produzierte Strommenge vorrangig intern genutzt. Über den Eigenbedarf hinausgehende Strom- und Wärmemengen würden in das vorgelagerte Versorgungsnetz bzw. in ein aufzubauendes Nahwärmenetz eingespeist. Die Beispielrechnung für eine bestehende Kläranlage ergab, dass eine Wirtschaftlichkeit insbesondere für den stromautarken Betrieb der Kläranlage erreicht werden kann.

Die Wirtschaftlichkeit einer darüber hinaus gehenden Co-Fermentation hängt in hohem Maße von der Vermarktung der anfallenden Überschüsse an Strom und Wärme durch die Betreiber von Kläranlage und Versorgungsnetz ab.

## 9 Literatur

- DWA BW: Senkung des Stromverbrauchs auf Kläranlagen. Leitfaden für das Betriebspersonal. DWA Landesverband Baden-Württemberg, Stuttgart, 2008
- DWA: Merkblatt DWA-M 216. Energie aus Abwasser – Wärme- und Lageenergie. DWA, Hennef, 2009
- BMELV: Studie Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Leipzig, 2007
- Buderus: Handbuch für Heizungstechnik. Beuth Verlag GmbH, Berlin/Wien/Zürich, 2002
- Durth, A. und Schaum, C.: Ergebnisse der DWA-Klärschlammhebung. In: 4. DWA Klärschlammtage, DWA, Würzburg, 2005
- Haberkern, B.: Potenziale und mögliche Standards für Energieeffizienz auf Kläranlagen. In: GWA 211, 6/1-6/13, RWTH Aachen, Aachen, 2008
- Kaste, A., Müller, E.A., Kobel, B.: Verfahrenstechnische Potentiale bestehender Kläranlagen - Auswertung von mehr als 100 Energieanalysen. In: GWA 202, S. 13/1-13/12, RWTH Aachen, Aachen, 2006
- Keicher, K., Krampe, J.: Versorgungssicherheit und Störfallszenarien. In: Innovative Energiekonzepte für Kläranlagen. Stuttgarter Berichte zur Siedlungswasserwirtschaft 191, S. 25-46, ISWA Universität Stuttgart, Stuttgart, 2007
- MURL: Handbuch Energie in Kläranlagen. Ministerium für Umwelt, Raumordnung und Landwirtschaft in Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, 1999
- MUNLV: Co-Fermentation von biogenen Abfällen in Faulbehältern von Kläranlagen. Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz in Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, 2001
- MUNLV: Handlungsbedarf und Abwägungskriterien bei der Umsetzung der EU-WRRL am Beispiel der Kühlwassernutzung der Unteren Wupper. F+E-Vorhaben AZ 54.173/25-2532. Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz in Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, 2005
- Schröder, M., Schrenk, G.: Energiepotenziale der deutschen Wasserwirtschaft. KA 55, H.6, S. 626-631, GFA, Hennef, 2008
- Schurig, H.; Schäfer, A.: Möglichkeiten der Faulgasaufbereitung zu Biomethan. Energie - wasser-praxis, H. 5, S. 51-56, 2010
- UBA: Steigerung der Energieeffizienz auf kommunalen Kläranlagen. Umweltforschungsplan 20526307, Umweltbundesamt, Dessau, 2006
- Urban: Potentiale und Technologien der Biomassennutzung und der Biogaseinspeisung in Deutschland. In: GWA 207, S. 46/1-46/15, RWTH Aachen, Aachen, 2008
- Wendt: Gereinigt und verstärkt. Biogase für stationäre Brennstoffzellen und zur Netzeinspeisung. BWK, Bd. 60 (2008), Nr. 12, S. 60-65