

Studie zur Aufbereitung und Einspeisung von Faulgas auf kommunalen Kläranlagen

- Kurzfassung -

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

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 CO₂-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 Faulgas¹⁾ 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_{el} könnte nach der UBA-Studie durch eine Optimierung der Klärgasverstromung 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 Gasverwertung räumlich und zeitlich. Vom Ort der Erzeugung kann das Gas über das bestehende Erdgasnetz zu geeigneten Verbrauchern (Wärmesenken) transportiert 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.

¹⁾ 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.

Ergebnisse

In der Studie wurden aufbauend auf diesen Vorbetrachtungen die nachfolgend dargestellten verschiedenen Nutzungen des Klärgases in Abhängigkeit von den verfahrenstechnischen, betriebstechnischen und betriebswirtschaftlichen Randbedingungen untersucht. Die Berechnungen erfolgten am Beispiel einer Kläranlage mit einer Anschlussgröße von 150.000 E.

- V1: Einsatz für reine Heizzwecke in einer Kesselanlage
- V2: Eigenstromerzeugung mit Wärmenutzung durch Kraft-Wärme-Kopplung
- V3: Betrieb der Kesselanlage mit Ausschleusung von Überschussgas
- V4a: Klärgasaufbereitung und Abgabe; Integration einer Abwasserwärmenutzung
- V4b: Klärgasaufbereitung und Betrieb eines externen BHKW; Abwasserwärmenutzung

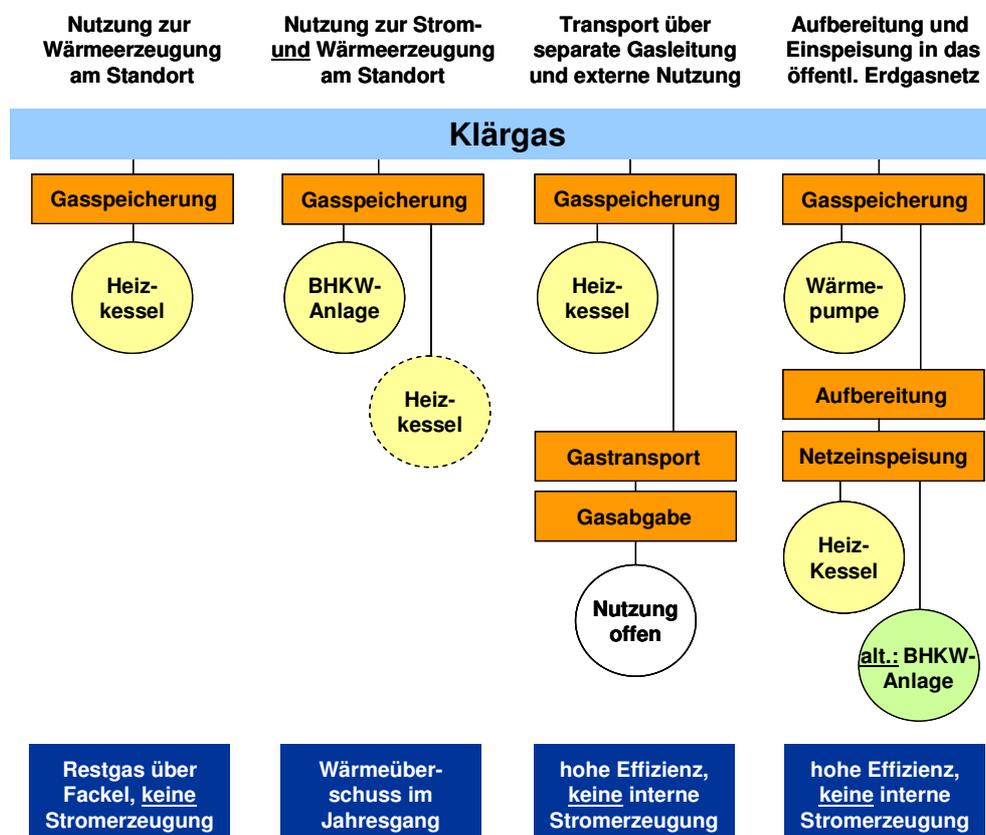


Bild 1: Varianten zur Klärgasnutzung

Die bei der Nutzung des Klärgases möglichen Förderungen und Zuschüsse, die sich aus den folgenden Gesetzen ergeben, wurden bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt:

- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2008)
- Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWModG, 2008)
- Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV, 2010)
- Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV, 2008)

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.

Tabelle 1: Kostenbilanz der Varianten, Bezugsgröße Richtwert

Kostenbilanz	Einheit	Variante				
		1 Kessel	2 BHKW	3 ÜS-Gas	4a PSA	4b PSA+KWK
Kosten						
Heizkesselanlage	[EUR]	40.000	40.000	40.000		
BHKW-Anlage, KA	[EUR]		360.000			
Gasaufbereitung (PSA-Anlage 100 m ³ /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
Erlöse / Vergütungen						
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 _{el})	[EUR/a]					125.348
GasNEV-Vergütung (0,7 Ct/kWh)	[EUR/a]				36.342	36.342
Technologiebonus EEG (2 Ct/kWh _{el})	[EUR/a]					36.342
Verkauf von Prozesswärme (2 Ct/kWh _{therm})	[EUR/a]					57.108
Wirtschaftliche Bewertung						
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 Variante 4a mit einer externen Nutzung von aufbereitetem Klärgas (hier: Druckwechseladsorption, PSA) 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 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.

Für den Kläranlagenbetreiber stellt sich zusammenfassend 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 m³/h. 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.

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. In der Kostenbetrachtung 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, um eine Kostengleichheit mit der Erzeugung von selbstgenutztem Strom zu erzielen.

Unter Berücksichtigung der Gaspreisentwicklung der letzten Jahre 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 Konkurrenzenergieträgern. 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.

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 zwi-

schen den Varianten 2 (Eigenstromerzeugung) und 4a (Erdgassubstitution) beträgt rund 220.000 € gegenüber gesamten Kapitalkosten bei der Variante 4a von etwa 120.000 €. 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 bei der Gasaufbereitung.

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.

Die Abwärmenutzung aus dem gereinigten Abwasser, die bei den Varianten 4a und 4b mit berücksichtigt wurde, könnte eine wirksame Maßnahme für eine Verbesserung des Temperaturhaushalts im Vorfluter darstellen, da gerade während der Wintermonate auch der Hauptwärmebedarf der Kläranlage besteht. Durch die Abwasserwärmenutzung würde zudem der Anteil des Klärgases, welches für eine Aufbereitung und externe Abgabe bzw. Nutzung zur Verfügung steht, deutlich gesteigert. Insofern könnte sich hieraus ein Vorteil dieses konzeptionellen Ansatzes ergeben. Die hierzu durchgeführten 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 ΔT bei der durchgeführten Beispielberechnung von kleiner gleich 0,2 K bzw. einem Anteil von unter 5 % an der Gewässertemperatur ist der Einfluss der Einleitung an dieser Stelle jedoch insgesamt vernachlässigbar. Maßgeblich hierfür sind die gegenüber dem Gewässerabfluss im Mittel erheblich niedrigeren Ablaufmengen der kommunalen Kläranlagen, deren Temperatur im Jahresgang zudem nur während der Wintermonate stärker von der Gewässertemperatur abweicht. Der Einsatz einer Wärmepumpe reduziert die Temperatur im Kläranlagenablauf nur unwesentlich und wirkt sich unter Berücksichtigung der Abflussmengen daher nicht auf die Gewässertemperatur aus. Umgekehrt wurde allerdings bestätigt, dass der Wärmebedarf auch von Großkläranlagen ohne Nachteile über Abwasserwärme abgedeckt werden kann.

Zusammenfassung

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.