

Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz

Vorreiterrolle der ARA Region Luzern

Injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel

Aujourd'hui déjà, le gaz d'épuration produit par la STEP d'Emmen est utilisé pour la production d'électricité (pour env. 800 ménages) et pour la production de chaleur. Or, la production de gaz d'épuration dépasse périodiquement les capacités de mise en valeur. Un troisième débouché a été mis en fonction depuis janvier 2005: le biogaz excédentaire est injecté dans le réseau de gaz naturel après transformation en gaz de qualité équivalente au gaz naturel. Cette solution s'est avérée la plus écologique, écobilan à l'appui.

Le biogaz injecté par la STEP d'Emmen après purification répond aux conditions requises pour l'obtention du statut d'énergie renouvelable reconnue. Étant donné que c'est une première technologique en Suisse, ce projet a bénéficié du soutien financier de divers organes.

Charging Biogas in the Natural Gas Net

Today, ARA 2010 Region Lucerne has already been using sewage gas for electricity production (almost 800 households) and for heat supply. At times, the amount of sewage gas is larger than its using capacity. In addition to power and heat production, the natural gas net has been charged with biogas of natural gas quality since January 2005. An ecobalance attests that it makes most sense ecologically. The produced and purified biogas meets the standard to be acknowledged as regenerative energy. Since the ARA 2010 Region Lucerne is the first plant in Switzerland which produces natural gas from sewage gas, it received contributions from several sources.

Peter Hunziker



Bereits heute wird das Klärgas auf der ARA 2010 Region Luzern sinnvoll zur Stromproduktion (ca. 800 Haushalte) und zur Wärmeabgabe genutzt. Zeitweise ist der Klärgasanfall grösser als die Nutzungskapazität. Ergänzend zur Strom- und Wärmeproduktion wird daher seit Januar 2005 Biogas in Erdgasqualität ins Erdgasnetz eingespiesen. Eine Ökobilanz bestätigt, dass dieser Weg für die ARA Region Luzern der ökologisch sinnvollste ist.

Das in der ARA 2010 Region Luzern produzierte und aufbereitete Biogas erfüllt die Anforderungen, um als erneuerbare Energie anerkannt zu werden. Da die ARA 2010 Region Luzern als erste Anlage der Schweiz die Aufbereitung von Klärgas zu Erdgas realisiert, sind von verschiedenen Stellen Unterstützungsbeiträge eingegangen.

1. Einleitung

In den letzten Jahrzehnten wurde auf Abwasserreinigungsanlagen (ARA) das beim Faulungsprozess anfallende Klärgas auch bei kleinen Anlagen für die Wärme- und Stromerzeugung genutzt. Dank Subventionen wurde ein Einsatz von kleinen Blockheizkraftwerken bereits auf Anlagen von 2000 Einwohnergleichwerten möglich. Bei Anlagen über 10000 Einwohnergleichwerten entspricht die Verstromung des anfallenden Gases in Blockheizkraftwerken dem technischen Standard. Weniger häufig werden Gasmotoren für den Antrieb von Gebläsen eingesetzt.

In den letzten Jahren haben sich ergänzend zur Klärgasverstromung in Blockheizkraftwerken Möglichkeiten zur Verwertung von überschüs-



Abb. 1 Situation Endausbau ARA 2010 Region Luzern (250 000 Einwohnerwerte).

sigem Klärgas aufgetan. Neue Technologien zur Aufbereitung von Klärgas auf der Qualitätsstufe von Erdgas bieten neue Möglichkeiten. Von der Grüngutentsorgung mit *Biogasgewinnung* ist der Einsatz von Biogas als Treibstoff in der Öffentlichkeit bereits bekannt und technisch erprobt.

Das auch in der Schweiz immer beliebter werdende Biogas als Treib-

stoff ist steuerbefreit. Deswegen werden Wirtschaftlichkeitsrechnungen für den Einsatz von Biogasfahrzeugen positiv beeinflusst und können die Mehrinvestitionen für die Technologie und die Logistik kompensieren.

Gemäss BUWAL-Untersuchungen liessen sich mit gasbetriebenen Fahrzeugen die Schadstoffemissionen deutlich senken. Einige

Taxis, Mobility-Fahrzeuge und Lastwagen im Regionalverkehr (z. B. Sammelfahrzeuge), die bereits mit Biogas aus der ARA fahren, haben somit eine Vorreiterrolle übernommen.

Die skandinavischen Länder haben grössere Erfahrungen mit der Gasaufbereitung und Einspeisung vorzuweisen. Diese Erfahrungswerte sind für die Umsetzung erster Projekte in der Schweiz eine wertvolle Hilfe.

Auf der Seite der ARA müssen verschiedene Überlegungen gemacht werden: Zentrales Element bildet ein umfassendes Energiekonzept, welches die Situation für die verschiedenen saisonalen Zustände hinsichtlich Wärme- und Energiebedarf einerseits und Wärme- und Energieerzeugung andererseits aufzeigt. Versorgungssicherheit und alternative Lösungen bei Störungen und Ausserbetriebnahmen, Qualität des Klärgases inklusive des Wissens um problematische Inhaltsstoffe bilden weitere Entwicklungsgrundlagen. Abschätzungen über Restlebensdauer und Unterhaltsaufwendungen der bestehenden Gasinstallationen müssen vorliegen.

2. Situation ARA 2010 Region Luzern

Auf der grössten Abwasserreinigungsanlage der Zentralschweiz, der ARA Region Luzern, fallen jährlich 1,9–2 Millionen Kubik-

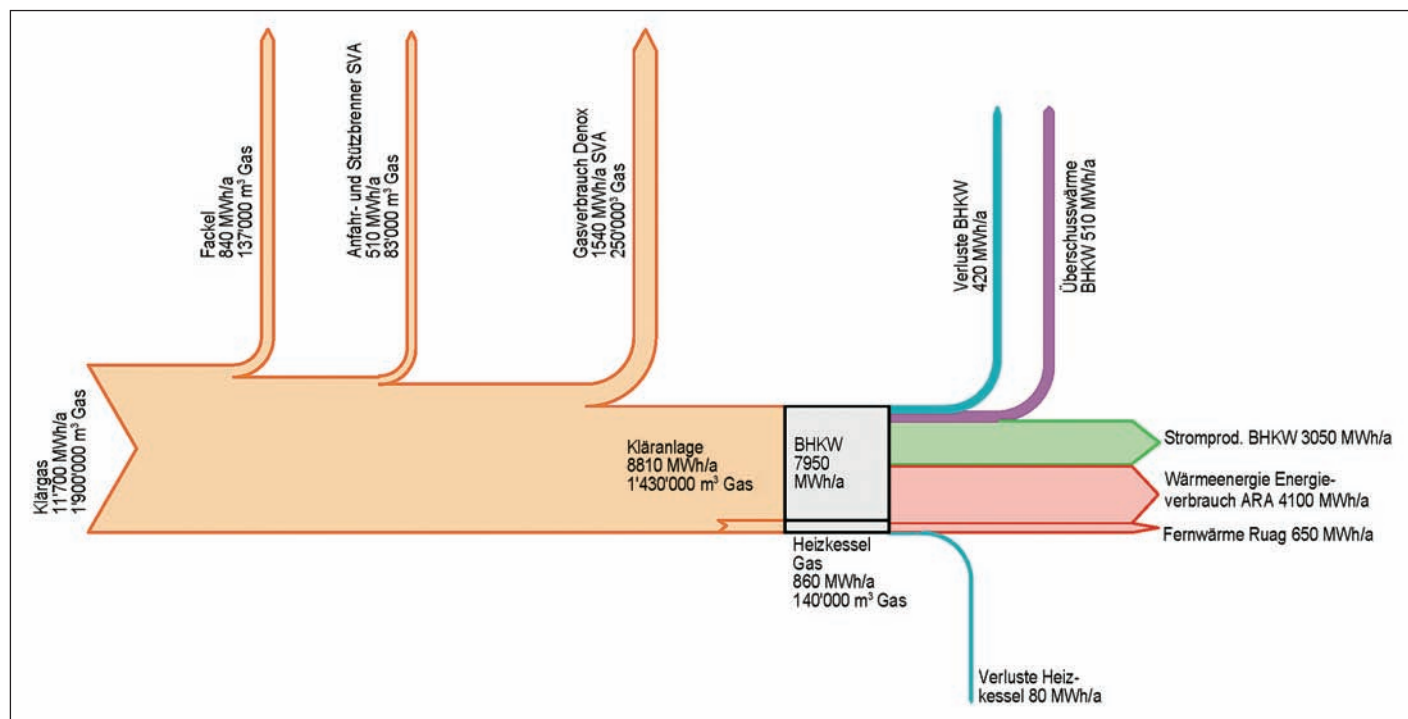


Abb. 2 Energiebilanz ARA Region Luzern: Ist-Zustand 2002 (KWP, 2004).

meter Klärgas an. Zurzeit wird die ARA umfassend saniert und erweitert (Abb. 1). Die Schlammverbrennungsanlage für die Region Zentralschweiz befindet sich ebenfalls auf dem ARA-Areal.

Abbildung 2 zeigt die Energieflüsse im Jahr 2002 auf der ARA 2010 Region Luzern. Das anfallende Klärgas wird hauptsächlich im Blockheizkraftwerk (BHKW, 475 kW) verstromt und zur Wärmeerzeugung genutzt. Ausserdem wird ein Anteil für die Denox-Stufe und das Stützfeuer in der Schlammverbrennungsanlage genutzt. Seit einigen Jahren wird ausserdem Fernwärme an die RUAG-Betriebe (Forschung, Windkanal) abgegeben. Der Wärmebedarf der ARA kann heute durch das grosse, bestehende BHKW grösstenteils gedeckt werden. Auffallend ist, dass 137 000 m³ oder 7 % des Klärgases ungenutzt über die Fackel vernichtet werden müssen. Dies entspricht ca. 100 000 Liter Heizöl pro Jahr. Allerdings ist dies darauf zurückzuführen, dass lediglich ein BHKW in Betrieb ist und keine Redundanz besteht. Bei Wartungs- bzw. Servicearbeiten wird das Gas automatisch über die Fackel entsorgt.

Der Umstand, dass durch energetische Verbesserungsmassnahmen in der Schlammverbrennung (Nutzung interner Kreisläufe) in Zukunft mit bis zu 530 000 m³ nicht verwertbarem Klärgas pro Jahr gerechnet werden kann, bewog die Bauherrschaft ein zukunftsgerichtetes Energiekonzept zu realisieren.

3. Evaluation des Verfahrens

3.1 Ökobilanz

Für die ARA Region Luzern wurde mit einer Ökobilanz die ökologisch sinnvollste Nutzung von jährlich 530 000 Nm³ überschüssigem Klärgas untersucht.

Ausgehend vom Ist-Zustand wurden zwei Hauptvarianten gegenübergestellt: die Verstromung in einem Blockheizkraftwerk und die Einspeisung in das Erdgasnetz. Bei der letzteren Variante wurde die Nutzung des Gases als Brennstoff für Raumwärme oder als Treibstoff für Fahrzeuge analysiert. Wichtige Randbedingung ist die Tatsache, dass kein zusätzlicher, ganzjähriger Wärmebedarf auf der ARA besteht. Mit der Bewertungsmethode «Eco-Indicator 99» wurde die Umweltbelastung bei der Nutzung von Klärgas im Vergleich zur Verbrennung von fossilen Brennstoffen berechnet und der ökologische Mehrwert pro Jahr ermittelt.

Hauptgrund für das stets gute Abschneiden von Klärgas ist der Umstand, dass das Treibhausgas Kohlendioxid CO₂ als neutral betrachtet werden kann. Es wird nur soviel CO₂ emittiert, wie einige Monate zuvor im Abwasser assimiliert wurde.

Tabelle 1 zeigt als Zusammenfassung der Ökobilanz, dass die Variante B2 den höchsten ökologischen Mehrwert ergibt. Schlechter schneidet die Verstromung ab, einerseits weil mit der Abwärme des BHKW keine fossilen Brennstoffe substituiert wer-

den können, andererseits weil in der Schweiz der Strom in Wasserkraftwerken bereits relativ umweltfreundlich erzeugt wird. Die Umsetzung der Variante Einspeisung ins Erdgasnetz scheint aus ökologischer Sicht sinnvoll.

3.2 Vergleichskosten

Eine weitere Untersuchung zeigte, dass die Variante Biogasaufbereitung *Mehrinvestitionen* (Vergleichskosten) von ca. CHF 180 000.– gegenüber einem zusätzlichen Blockheizkraftwerk benötigt. Die Mehrinvestitionen fallen nicht höher aus, weil die Erdgas Zentralschweiz die gesamten Kosten der Erschliessung des Grundstücks mit einer Gasleitung übernimmt.

Die zu erwartenden Deckungsbeiträge für Biogas sind stark abhängig von der zukünftigen Nachfrage im Treibstoffmarkt. Falls Biogas zu 100 % im Treibstoffmarkt abgesetzt werden kann, liegen die Erträge und damit auch die Deckungsbeiträge deutlich höher als beim zusätzlichen BHKW.

3.3 Verfahrenswahl

Das auf der ARA Region Luzern anfallende Klärgas besteht aus 62 % Methan CH₄, 36 % Kohlendioxid CO₂ und weiteren Spuren-

Variante		A1	A2	B1	B2
Bilanz EI-99 Punkte		Stromproduktion mit BHKW 310 kW im Vergleich zu Strombezug aus Schweizer Niederspannungsnetz	Stromproduktion mit BHKW 310 kW im Vergleich zu Strombezug aus europäischem Niederspannungsnetz	Bereitstellung von Ökogas (aufbereitetes Klärgas) im Vergleich zur Bereitstellung von Erdgas.	Klärgas als Treibstoff für Fahrzeuge im Vergleich zu Benzin als Treibstoff
	Einheit				
Ökologischer Mehrwert pro Jahr	EI-99 Punkte/a	8926	33 392	40 381	65 207

Tab. 1 Ökobilanz nach der Bewertungsmethode «Eco-Indicator 99» (SWISS TS, November 2002). Ökobilanz für das überschüssige Klärgas.

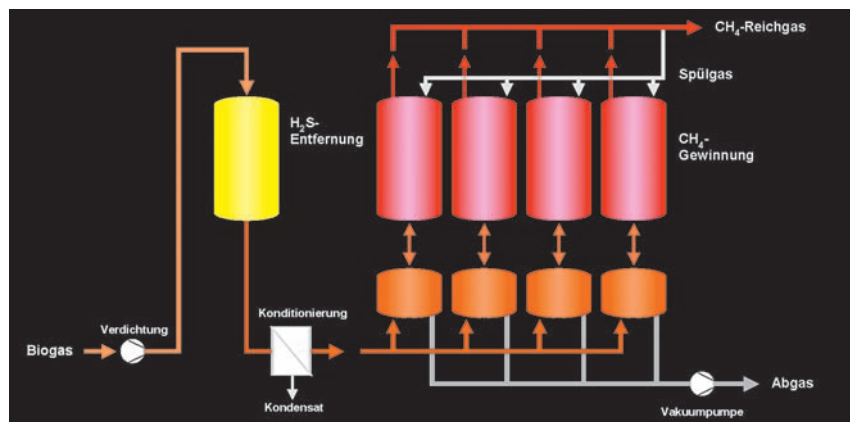


Abb. 3 Funktionsprinzip Biogasaufbereitung ARA Region Luzern.



Abb. 4 4-säulige Druckwechseladsorptionsanlage (DWA).

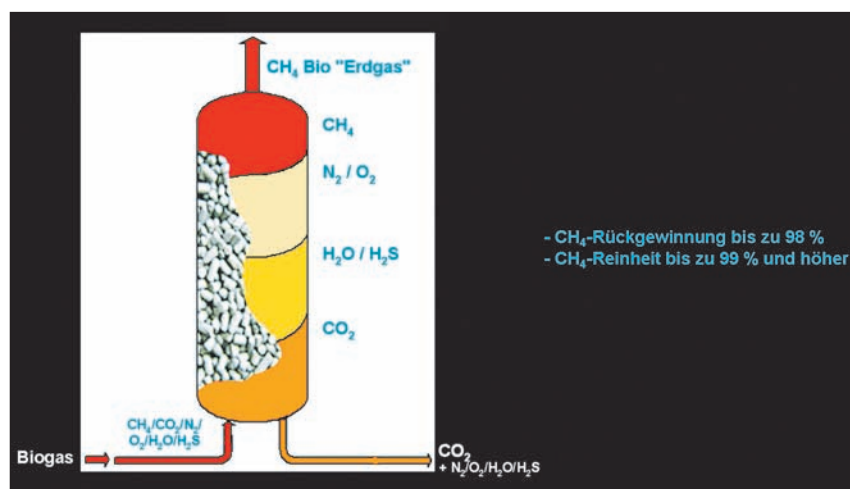


Abb. 5 Adsorptionsprozess in DWA-Anlage.

stoffen. Damit es uneingeschränkt ins Erdgasnetz eingespiessen werden kann, müssen folgende *Qualitätsvorgaben* erfüllt sein:

<i>Methan</i> CH_4	≥ 96 Vol.-%
<i>Relative Gasfeuchte</i> (bei Netztemperatur und -druck an der Einspeisstelle)	≤ 60 %
<i>Nebel, Staub</i>	Technisch frei
<i>Odorierung</i>	15 – 30 mg THT/Nm ³ Gas
<i>Sauerstoff</i> O_2	≤ 0.5 Vol.-%
<i>Kohlendioxid</i> CO_2	≤ 6 Vol.-%
<i>Wasserstoff</i> H_2	≤ 5 Vol.-%
<i>Schwefelwasserstoff</i> H_2S	≤ 5 mg/Nm ³
<i>Gesamtschwefel</i> (ohne Odorierung) S	≤ 30 mg/Nm ³

(Siehe auch Regelwerk SVGW G13d und G11)

Zur Aufbereitung von Klärgas auf Erdgasqualität eignen sich *folgende Verfahren*. Sämtliche Prozesse scheiden CO_2 ab, welches gegebenenfalls auch wieder zurückgewonnen werden könnte.

- I. *Gaswäsche*
 CO_2 wird mittels einer Waschflüssigkeit absorbiert (z. B. Wasser, Natronlauge etc.).
- II. *Adsorption*
 CO_2 wird an einem Adsorptionsmittel über elektrostatische Kräfte gebunden, adsorbiert.
- III. *Membranverfahren, nass*
 CO_2 wird aufgrund unterschiedlicher Permeationsraten an einer Absorptionsflüssigkeit aufgenommen.
- IV. *Membranverfahren, trocken*
 CO_2 wird aufgrund unterschiedlicher Permeationsraten an einer Membrane abgetrennt.
- V. *CO_2 -Verflüssigung*
Phasentrennung von flüssigem CO_2 und gasförmigem Methan.

4. In der ARA Region Luzern eingesetztes Verfahren

4.1 Submission und Entscheid

Im April 2003 wurde in einem Submissionsverfahren ein Lieferant für eine Klärgasaufberei-

tungsanlage mit einer Durchsatzleistung von 70–140 Nm³/h gesucht. Die *Zuschlagskriterien* wurden wie folgt definiert:

- Angebotspreis
- Wartungs- und Unterhaltskosten
- Stand der Technik, Referenzen, Wirkungsgrad
- Garantien, Qualität
- Umweltaspekte
- Ausbaufähigkeit

Insgesamt haben drei Bewerber ihre Offerte unterbreitet. Nach eingehender Prüfung aller Aspekte hat sich die Bauherrschaft für das *Druckwechsel-Adsorptionsverfahren* einer deutschen Firma mit Sitz in Essen entschieden.

4.2 Funktionsprinzip

Die Gesamtanlage der Biogasaufbereitung mittels Druckwechsel-Adsorption besteht aus folgenden Prozessschritten (*Abb. 3*):

- Biogasverdichtung
- Biogasentschwefelung
- Biogastrocknung
- Methananreicherung

Das Klärgas wird zunächst auf ca. 7 bar verdichtet, teilabgekühlt und dann bei ca. 80 °C durch den mit Aktivkohle gefüllten H₂S Adsorber geleitet. Hier erfolgt die katalytische Umsetzung des H₂S (Schwefelwasserstoff) zu Wasser und Schwefel, welcher adsorptiv auf der Aktivkohle gebunden wird. Durch die weitere Abkühlung auf ca. 3 °C wird der grösste Teil der Feuchtigkeit entzogen.

Nach Wiedererwärmung auf ca. 20 °C gelangt das nun vorkonditionierte Biogas in die vier-säulige Druckwechseladsorptionsanlage (DWA), ausgerüstet mit einem Kohlenstoffmolekularsieb (*Abb. 4*).

Das CO₂ sowie andere Verunreinigungen, Rest-H₂O und höhere Kohlenwasserstoffe werden hier adsorptiv abgeschieden, so dass CH₄-angereichertes Biogas mit > 96 % CH₄ bei 5 bar und ca. 30 mg/Nm³ H₂O die Aufbereitungsanlage verlässt (*Abb. 5 und 6*).

Die wichtigsten *Parameter* wie

- CH₄ im Rohgas und Biogas
- O₂
- H₂O
- Menge Rohgas und Biogas

werden online überwacht und über eine SPS-Steuerung wird die Anlage vollautomatisch betrieben.

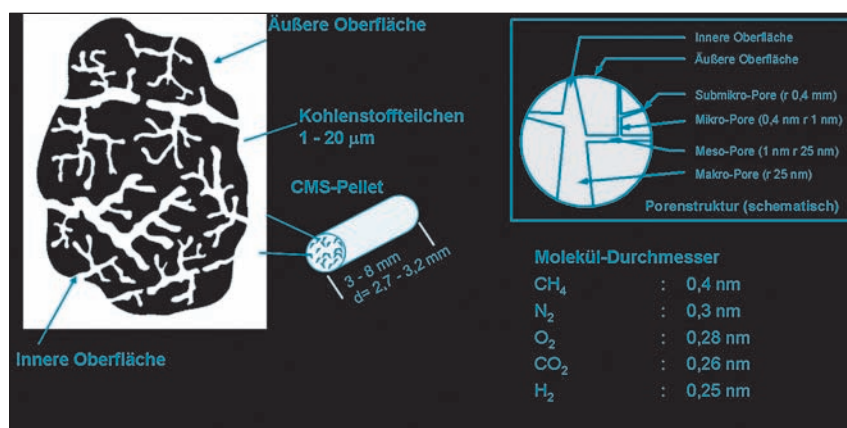


Abb. 6 Vereinfachtes Modell des Kohlenstoffmolekularsiebs.



Abb. 7 Montage des Containers mit Pneumkan.



Abb. 8 Endmontage des Containers mit der Aufbereitungsanlage auf dem Dach des Maschinenhauses.

5. Montage und Inbetriebnahme

Die gesamte Anlage wurde in einem Container im Essener Werk fabriziert und getestet. Mittels Tieflader erfolgte der Transport auf die ARA Region Luzern. Mit einem Pneukran wurde der Container am 23. September 2004 an seinen Bestimmungsort auf das Dach des Maschinenhauses gesetzt (Abb. 7 und 8).

Die Vorfabrikation im Container zeigte sich als vorteilhafte Bauweise: Einerseits konnte die Gasanlage bereits im Werk diversen Tests unterzogen werden, andererseits erlaubte der Container eine rasche Montage und Inbetriebnahme. Die Gasaufbereitungsanlage erfüllte von Beginn an die Garantiewerte. Durch

den Anschluss der Biogasaufbereitungsanlage an das ARA-interne Klärgasnetz traten aber zunächst Störungen auf. Das Zusammenspiel der bereits bestehenden Gasverbraucher wie BHKW, Gasheizung etc. mit der neuen Gasaufbereitungsanlage funktionierte nicht optimal. Druckunterschiede im Klärgasleitungsnetz waren die Ursache, welche mit Optimierungsmassnahmen bis Anfang Januar 2005 behoben wurden. Nachdem umfangreiche Tests und Abnahmen durch Behörden und Bauherrschaft erfolgt waren, konnte die Anlage am 6. Januar 2005 definitiv ans Netz gehen.

6. Energiebilanz

Detaillierte Studien haben ergeben, dass für die Klärgasverwer-

tung auf der ARA Region Luzern nachstehendes Betriebsregime die beste Lösung darstellt: Wärmegeführter Betrieb des BHKW (d.h. nur in Betrieb, wenn Wärme verlangt wird).

Im Winter bei sehr tiefen Temperaturen und entsprechend hohem Wärmebedarf wird die zusätzlich erforderliche Wärmeenergie mit Heizöl gedeckt.

Mit diesem Betriebsregime kann eine sehr grosse Menge Biogas in das Erdgasnetz eingespiessen werden (Abb. 9).

In Tabelle 2 sind die wichtigsten Eckdaten bei dieser Betriebsweise aufgeführt. Die Vergleichsvariante zeigt Daten, wenn keine Gasaufbereitung installiert worden wäre.

Die Inbetriebnahme der Gasaufbereitung hat bedeutende Änderungen in der Energiebilanz der ARA Region Luzern zur Folge. Die maximal mögliche Menge Klärgas wird aufbereitet und an das Erdgasnetz abgegeben. Der Gasverbrauch für die Denox-Stufe entfällt durch anlageninterne Optimierung praktisch vollständig. Auch die Gasentsorgung über die Fackel ist minimal. Wärmeseitig resultiert in den Wintermonaten ein Heizölbedarf.

Bezeichnung	Einheit	Vergleichsvariante: Gasverwertung nur mit bestehendem BHKW	Variante 1: Gasverwertung mit bestehendem BHKW und Gasaufbereitung
Jährliche Gasproduktion	[Nm ³]	2 000 000	2 000 000
Vernichtung über Gasfackel	[Nm ³]	180 000	10 000
Verbrauch SVA	[Nm ³]	97 100	91 100
Zur Verfügung BHKW, Heizkessel und Gasaufbereitung	[Nm ³]	1 722 900	1 892 900
Jährliche Stromproduktion	[kWh]	3 673 200	2 906 300
Jährliche Biogasproduktion in Erdgasqualität zur Einspeisung ins öff. Netz	[Nm ³]	0	329 500
Jährliche Biogasproduktion in Erdgasqualität zur Einspeisung ins öff. Netz	[kWh]	0	3 489 600
Jährliche eingesparte Treibstoffmenge durch Biogasproduktion	[Liter Benzin]	0	390 000
Jährliche Überschusswärmeproduktion (nicht verwertbare Wärme im Sommer)	[kWh]	1 330 100	0
Energetischer Gesamtnutzungsgrad Klärgas	[%]	78.50	94.90
Jährliche Reduktion CO ₂ -Emission total	[Tonnen]	2023	2481
Jährlicher Ertrag aus Energieproduktion (1)	[CHF]	230 656	351 498

(1) Der für die verschiedenen Varianten berechnete Ertrag stellt keinen Reingewinn dar. In der Ertragsrechnung sind keine Kosten für die Kapitalverzinsung und Amortisation der Gasverwertungsanlagen eingerechnet.

Tab. 2 Vergleich zweier Varianten der Gasverwertung (KWP, 2004).

7. Kosten, Chancen und Risiken

Die Klärgasaufbereitungsanlage der ARA Region Luzern generierte folgende Kosten:

<i>Investitionskosten (ohne Gaszuleitung)</i>	
Energiesparmassnahmen: Reduktion Gasverbrauch / Umbau Denox (Schlammverbrennung)	CHF 400 000.–
Gasaufbereitungsanlage	CHF 1 050 000.–
Total Investitionen	CHF 1 450 000.–
<i>Jahreskosten</i>	
Kapitalfolgekosten (15 Jahre, 4,5 %, inkl. Energiesparmassnahmen)	CHF 135 000.–
Wartung /Unterhalt	CHF 50 000.–
Total Jahreskosten	CHF 185 000.–

Die Erträge aus dem Gasverkauf sind abhängig von der anschliessenden Vermarktung des Biogases im Treibstoffmarkt. Je höher der Anteil des Verkaufs als Treibstoff (im Vergleich zum Verkauf zu Wärmenutzung o.ä.), desto höher der Preis, den die Erdgas Zentralschweiz AG der ARA Region Luzern entrichtet:

- jährliche Erträge bei Verkauf im Wärmemarkt: CHF 120 000.–
- jährliche Erträge bei Verkauf als Treibstoff: CHF 180 000.–

Je nach Marktsituation kann ein Teil der Investitionen nicht amorti-

siert werden. Als Pionieranlage übernehmen Externe das finanzielle Risiko mit Unterstützungsbeiträgen. Der Energiefonds der Stadt Luzern, das Wirtschaftsdepartement des Kantons Luzern sowie das BUWAL haben Unterstützungsbeiträge geleistet. Die finanziellen Risiken der Bauherrschaft sind dadurch gedeckt.

Aus heutiger Sicht darf festgehalten werden, dass der Entscheid für dieses Verfahren richtig war. Die Nachfrage für Biogas als Treibstoff übersteigt momentan das Angebot.

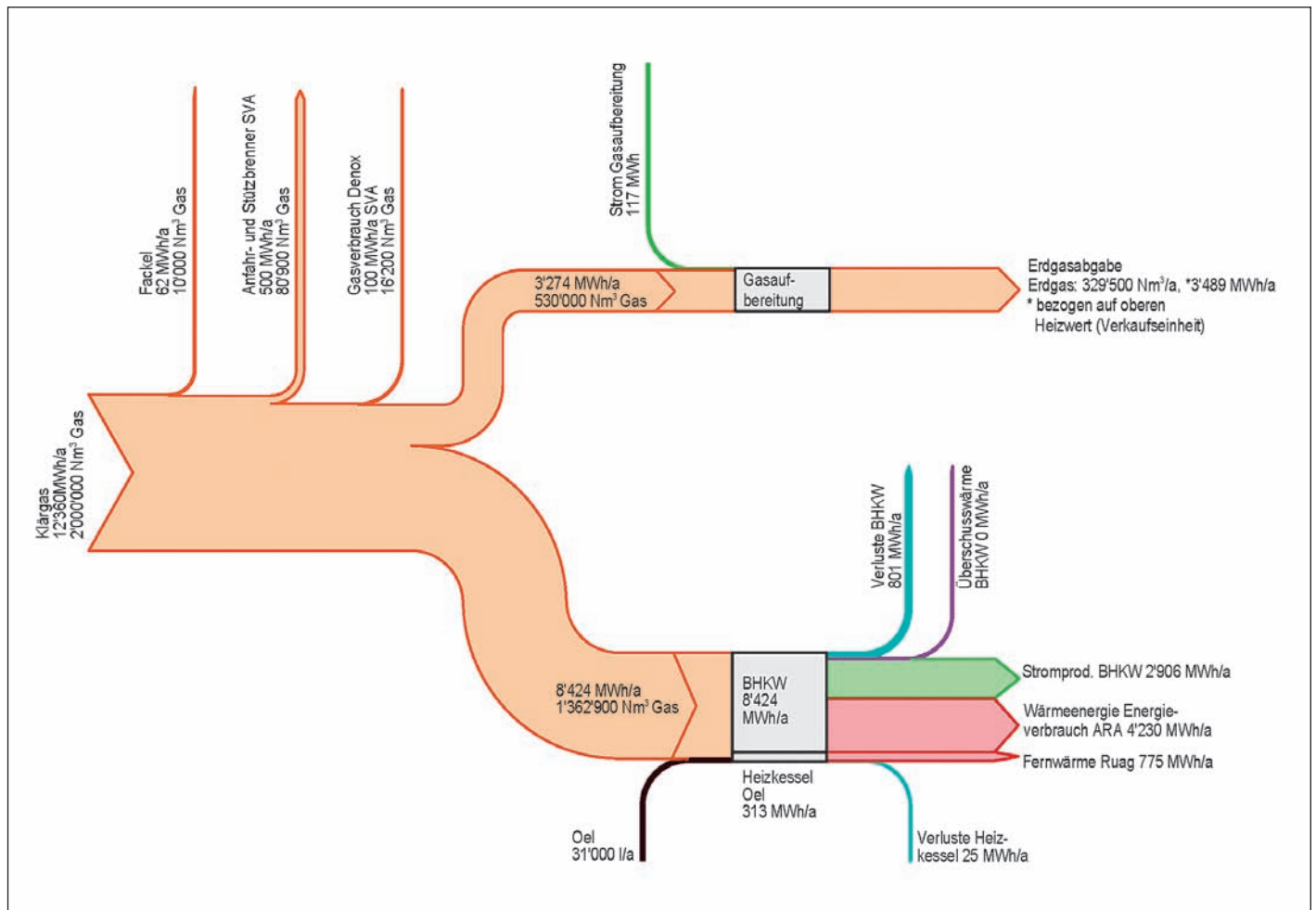


Abb. 9 Energiebilanz nach Umbau Schlammverbrennung und Inbetriebsetzung Gasaufbereitung 2005 (KWP, 2004).

8. Abnahme von aufbereitetem Biogas

Seit fünf Jahren gibt es in Luzern eine Erdgastankstelle, bei der seit drei Jahren Biogas aus Zürich getankt werden kann. Mit der Inbetriebnahme der Biogasanlage der ARA Region Luzern kann ewl nun lokal produziertes Biogas anbieten – das «ewl city Biogas».

Um die ARA ans Netz zu schliessen, wurde eine 1,1 Kilometer lange Erdgasleitung gebaut. Pro Jahr wird die ARA etwa 3,5 Gigawattstunden Biogas liefern. Das entspricht einem Benzinäquivalent von 390 000 Litern. Dieses Biogas wird einer-

seits direkt an die Kunden und Autobesitzer in der Region Luzern verkauft und andererseits werden überregional weitere Erdgasversorger damit beliefert. Bereits heute tanken 70 Kunden mit über 80 Fahrzeugen regelmässig Erdgas in Luzern. Mit der Erschliessung der ARA steht diesen Kunden langfristig günstiges Biogas zur Verfügung. Ein Sechstel des ARA-Biogases verkauft ewl selbst, der Rest wird an Swisspower-Partner geliefert. Swisspower ist das gemeinsame Energiedienstleistungsunternehmen von 20 Schweizer Städte- und Gemeindewerken, das sich auf die Entwicklung und den Vertrieb von Energiepro-

dukten und damit verbundenen Dienstleistungen ausrichtet.

Keywords

Abwasserreinigungsanlage – Klärgas – Biogas – Erdgas – Gasaufbereitung

Adresse der Autoren

Peter Hunziker
Gebr. Hunziker AG
Pflanzenschulstrasse 17
CH-8411 Winterthur
Tel. +41 (0)52 234 50 15
Fax +41 (0)52 234 50 99
phu@hunzikerwater.ch

Jürg Meyer, Direktor GALU
Tel. +41 (0)41 429 12 20
juerg.meyer@kva-luzern.ch

Stephan Marty, ewl
Tel. +41 (0)41 369 42 63
stephan.marty@ewl-luzern.ch