

# energytech.at

[ energy technology austria ]

---

*Die Internet-Plattform für  
innovative Energietechnologien  
in den Bereichen  
Erneuerbare Energieträger  
und Energieeffizienz*

<http://energytech.at>

energytech.at

**Verstromung  
von  
Biogas**

**bmvit**  
Bundesministerium für  
Verkehr, Innovation und  
Technologie

# Verstromung von Biogas

Dr. G. Herdin, DI F. Gruber, DI M. Schiliro  
GE Jenbacher

## Einleitung

Durch die Unterschriften der Erfüllung der Ziele von Kyoto hat sich auch Österreich zum vermehrten Einsatz der erneuerbaren Energieträger bekannt. Neben dem Einsatz der Wasserkraft und der Windkraft hat speziell die Biogastechnologie ein bedeutendes Potenzial bei der Strom- und Wärmeerzeugung beizutragen. Die Sicherstellung der Einspeisetarife durch das EIWOG hat zu einem Investitionsboom auch bei Biogasanlagen geführt, wobei bereits 2005 das 4 % Ziel und 2007 bereits 8 % geförderter Ökostromanteil erreicht werden.

## Potenziale und Energieeffizienz in der ersten Optimierungsstufe

Ausgehend von den Potenzialen der Biomassenutzung, die im Bereich der Cofermentation (Gülle und Nawaro) mit rund 350 MW als in Österreich möglicher zu installierender Leistung identifiziert wurden, steht der breiten Umsetzung an sich technologisch nichts mehr im Weg. Dennoch sind aus unserer Sicht viele Details zu berücksichtigen, um speziell auf die Nachhaltigkeit Rücksicht zu nehmen. Der wichtigste Punkt dabei ist möglichst viel der eingesetzten Biomasse in die hochwertigste Energieform (el. Strom) zu bringen und die anfallenden Wärmen soweit wie darstellbar zu nutzen.

GE Jenbacher hat hierzu als erste Maßnahme einen Teil der möglichen Maßnahmen an den Motoren umgesetzt und die Wirkungsgrade der in diesem Leistungsbereich angebotenen Motoren auf rund 40 % gesteigert. Dies wurde durch eine Anhebung des Verdichtungsverhältnisses auf 1:15 möglich. Solche Werte sind nur bei Beherrschung der Verbrennung, der Regelungstechnik und der Zündung bei Ottomotoren möglich. Die nächsten Generationen (z.B. J 412 V 221) werden eine weitere Verbesserung um 1 bis 2 Prozentpunkte aufweisen und Wirkungsgrade bis an die 43,5 % erreichen (Bild 1). Sehr hilfreich bei den Optimierungen ist das Renewable Energy Network Austria (reNet; [http://www.renet.at/biomass/index\\_frames.html](http://www.renet.at/biomass/index_frames.html)), das mit einem sehr engagierten Team die Arbeiten konzentriert vorantreibt. Auch die erste im Wirkungsgrad gesteigerte Motorversion des J 312 V221 wurde an einem Kompetenzknoten (Reidling) installiert, um schnellstmöglich entsprechende Erfahrungen zu sammeln.

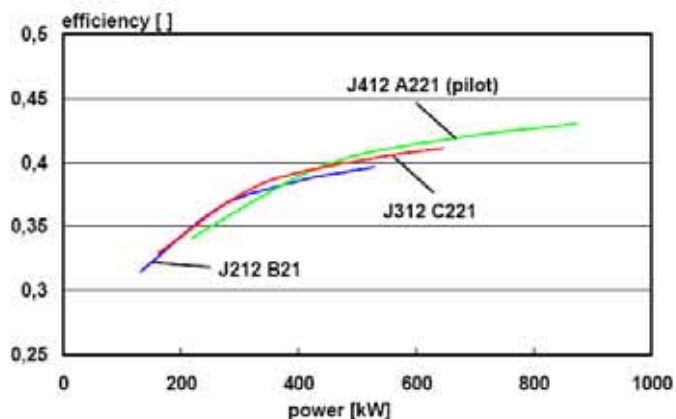


Bild 1: Wirkungsgrade von versch. GEJ Biogasmotoren

Wie wichtig für den Energielandwirt der Wirkungsgrad des Motors ist zeigt das Bild 2. Hier wird von einer verfügbaren Biogasenergie von 1 MWh/h ausgegangen. So verdient der Energielandwirt bei gleicher Verfügbarkeit mit einem hoch entwickelten Motor bis zu rund 75.000 €/a mehr, als mit einem technologisch minderwertigen, aber deutlich billigeren Produkt. Der zu Beginn aufzuwendende Mehrpreis ist in jedem Fall sehr einfach zu rechtfertigen und die Mehrkosten kommen kurzfristig wieder herein. Auch die Mehrerträge bei der Wärmeausbeute des technologisch „schwächeren“ Motors bringen bei den Wärmepreisen von derzeit ca. 2 Cent/kWh die Wirtschaftlichkeit dieses Lösungsansatzes nicht besser voran.

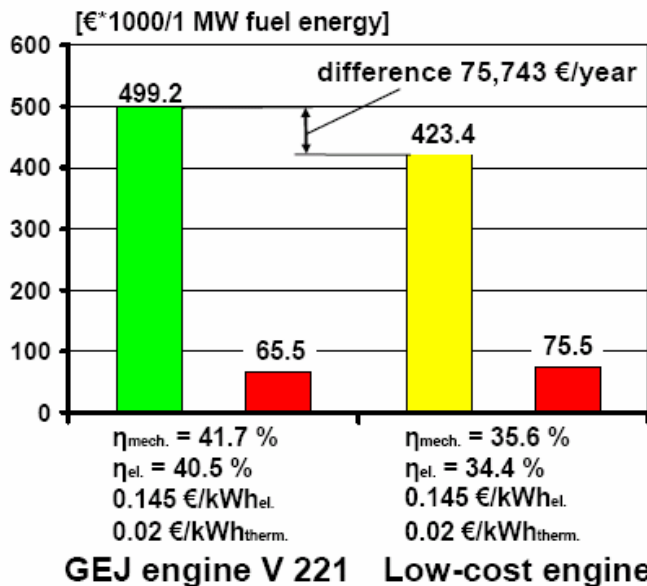


Bild 2: Vergleich der Auswirkung des Wirkungsgrades auf den Ertrag des Anlagenbetreibers

Motorische Auswirkungen von Biogas auf Wirkungsgrad und Anlagenkomponenten

Das durch den anaeroben Klärprozess entstehende Biogas hat je nach den eingesetzten Materialien einen unterschiedlichen Methangehalt. Speziell Biomassen mit höherem Energiegehalt (Mais Korn, Ölfrüchte usw.) führen zu höheren Methangehalten im Biogas. Das Spektrum bei Nawaros erstreckt sich von 46 bis zu 58 % CH<sub>4</sub>. Im Fall der Beimischung von z.B. Rapsölkuchen steigen die CH<sub>4</sub> Gehalte bis auf über 65 %, gleiches ist auch bei der Cofermentation von Lebensmittelabfällen zu beobachten. Neben dem CH<sub>4</sub> sind im Biogas CO<sub>2</sub>, Luft, Wasserdampf und diverse Spurenkomponenten enthalten. Das Bild 3 zeigt dazu eine typische Zusammensetzung eines aus einer Nawaro Anlage kommenden Biogases.

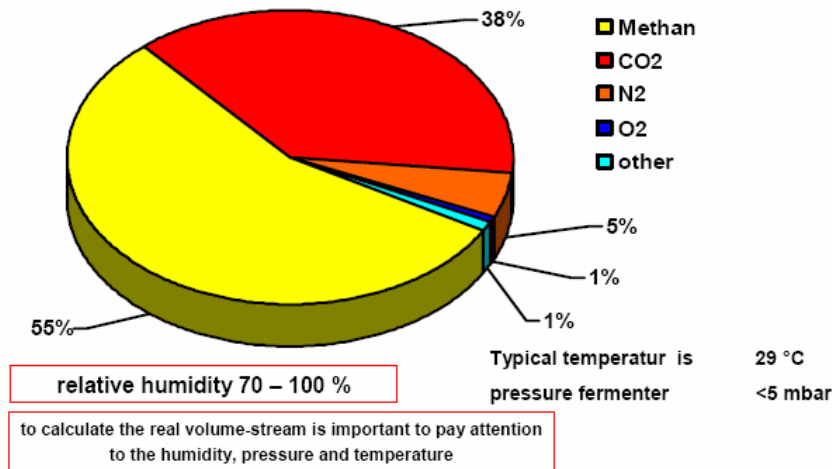


Bild 3: Typische Zusammensetzung eines Nawaro Biogases

Die Mehrheit des Luftanteiles (N<sub>2</sub> und O<sub>2</sub>) im Biogas resultiert aus der biologischen Entschwefelung des Biogases. Für den Heizwert des Biogases (bezogen auf den Normalkubikmeter) hat dieser Luftanteil entsprechend reduzierende Auswirkung. Die Auslegung der Gebläse muss daher entsprechend diesen Anteil berücksichtigen. Für die Verbrennung im Motor ist es an sich egal ob ein Teil der Verbrennungsluft mit dem Gas kommt oder der Luftsauerstoff via dem Luftfilter kommt. Als zusätzlicher Inertanteil ist die Feuchte des Biogases zu berücksichtigen. Zusätzlich ist der gemessene Betriebskubikmeter von dem Normalkubikmeter (bezogen auf: 0°C, 1013,25 mbar und trockenes Gas) zu unterscheiden. Im realen Anlagenbetrieb von Biogasanlagen ist je nach den eingesetzten Rohstoffen bzw. der Population der Methanbakterien der Methangehalt Schwankungen unterworfen.

Sehr häufig wird die Frage gestellt, welchen Einfluss die Qualität (Methangehalt) des Biogases auf den Wirkungsgrad des Motors hat. Theoretische und messtechnische Analysen zu diesem Thema wurden bei GE Jenbacher bei den Vorgängerversionen der heutigen Biogasmotoren (V 21) durchgeführt. Das Bild 4 zeigt dazu die am Motor J 316 V21 gemessenen Zusammenhänge.

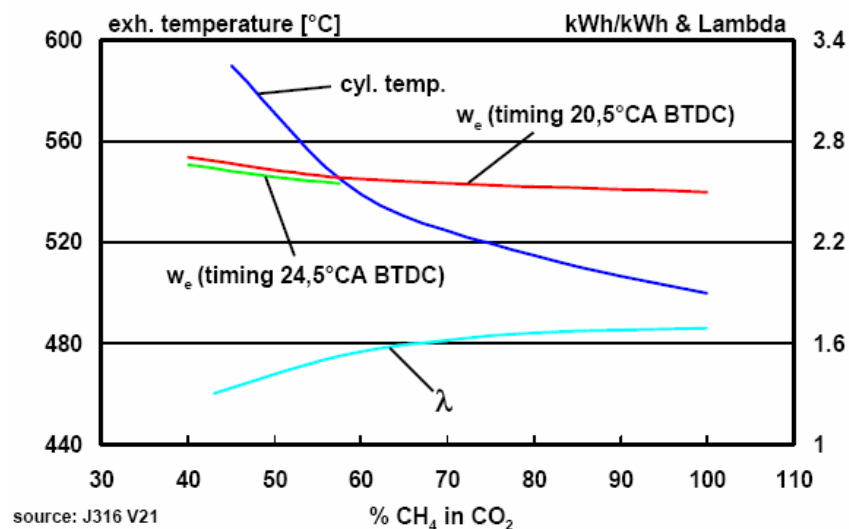


Bild 4: Einfluss des CO<sub>2</sub> Gehaltes auf diverse Motorkenngrößen

Grundsätzlich ist festzustellen, dass bei keinen Zusatzmaßnahmen ein steigender Anteil an CO<sub>2</sub> im Biogas einen bezüglich des Wirkungsgrades negativen Einfluss hat. Auch ein möglicher früherer Zündzeitpunkt kann die ungünstigeren Verhältnisse (CO<sub>2</sub> hat hohe spez. Wärme) nicht völlig kompensieren. Numerisch betrachtet ist der Einfluss im Biogasbereich von CH<sub>4</sub> Gehalten von 55 % aber nicht sehr groß und wird über Toleranzen der ISO 3046/1 abgefangen. Nur auf die Thermodynamik wirkende Maßnahmen (z.B. schnellere Verbrennung) haben das Potenzial den Wirkungsgrad bei hohen CO<sub>2</sub> Gehalten positiv zu beeinflussen.

#### Einfluss von Feuchte und Spurenelementen auf den Motorbetrieb

Bei diesem Themenkreis muss unterschieden werden, ob es sich um kurzfristig Probleme generierende Fakten oder um „sanfte“ Einflüsse handelt. Bei den kurzfristig zu sehenden Problemen kommt es zu Störungen, die den Motorbetrieb massiv stören und die Verfügbarkeit dramatisch senken. Ein Beispiel ist hier der Einsatz eines sehr feuchten Biogases mit einer Unterschreitung des Taupunktes in diversen Anlagenkomponenten. Das Bild 5 zeigt ein Gasdrucksicherheitsventil mit Kondensat in der Membrankammer.



Bild 5: Kondensatanfall im Gasregelventil

Das Kondensat „irritiert“ dabei die Funktion und die Gasregelstrecke kann ihre Aufgabe nicht mehr ausführen (geht auf Störung). Um diese Effekte zu unterdrücken wird in den Betriebsanleitungen der eingesetzten Gasmotoren eine relative Feuchte auf 80 % limitiert. Beim „sanften“ Einfluss handelt es sich im Fall der Feuchte um eine Minderung des max. möglichen Wirkungsgrades des Motors. Für Erdgasanwendungen wurden zu diesem Thema ausführliche Untersuchungen mit einem japanischen Partner durchgeführt. Im Bild 6 sind die Zusammenhänge betreffend des Einflusses der Luftfeuchte und der Ansauglufttemperatur an einem J 420 Motor gezeigt. Eine voll gesättigte Ansaugluft bringt gegenüber einer sehr trockenen Ansaugluft einen Wirkungsgradnachteil von bis zu 0,6 % Punkten.

Im Fall von Biogas kann natürlich nur der über das Biogas eingebrachte Wasserdampf beeinflusst werden. Aber dennoch gilt es im Sinne eines maximal möglichen Wirkungsgrades das Biogas so „trocken“ als möglich bereitzustellen. Die Feuchte der Ansaugluft kann praktisch nicht beeinflusst werden, aber die Ansaugtemperatur hat ebenfalls einen entscheidenden Einfluss. Bei den GEJ Gasmotoren erfolgt die Anpassung des Turboladers normalerweise auf 20°C und das Kennfeld des Verdichters hat dann in diesem Bereich auch das Wirkungsgradoptimum. Bei höheren Ansaugtemperaturen wird dieser optimale Bereich verlassen und der Einfluss auf den Wirkungsgrad des Motors ist erheblich. So ergibt eine Steigerung der Ansaugtemperatur um 15°C einen bei Vollast um 0,8 % Punkte schlechteren Wirkungsgrad. Es empfiehlt sich daher den Bereich des Luftfilters mit „wohl temperierter Luft“ zu versorgen.

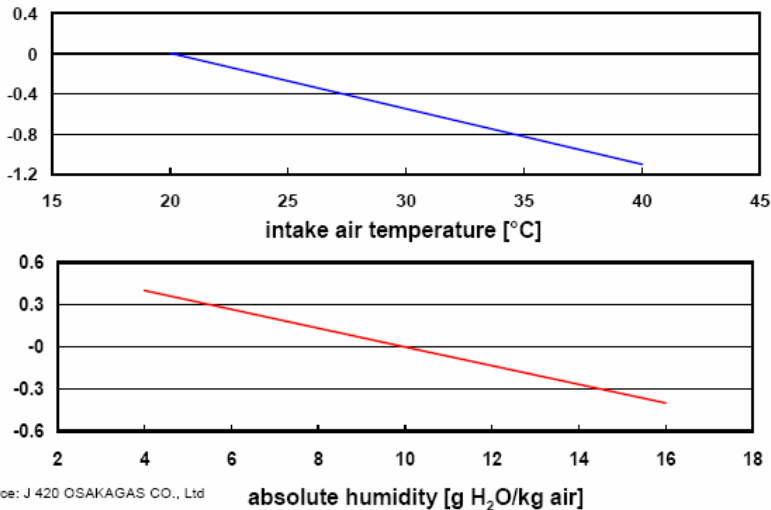


Bild 6: Einfluss der Luftfeuchte und der Ansauglufttemperatur auf den Wirkungsgrad

Bei den Spurenelementen ist dem H<sub>2</sub>S Gehalt des Biogases erhöhte Aufmerksamkeit zu widmen. Je nach der eingesetzten Biomasse bzw. von Cosubstraten schwanken die H<sub>2</sub>S Werte in einem großen Bereich, so dass eine einzelne Messung keinen Sinn macht. Das Bild 7 zeigt den zeitlichen Verlauf der Komponenten CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> bzw. auch das H<sub>2</sub>S über einen längeren Zeitabschnitt einer Biogasanlage eines Abfallentsorgers. Messwerte bis zu 6.000 mg H<sub>2</sub>S im „Rohgas“ sind keine Seltenheit. Die meist biologisch arbeitenden Entschwefelungsverfahren bringen diese Werte dann in einen für den Motor erträglichen Bereich von deutlich unter 200 mg/Nm<sup>3</sup>.

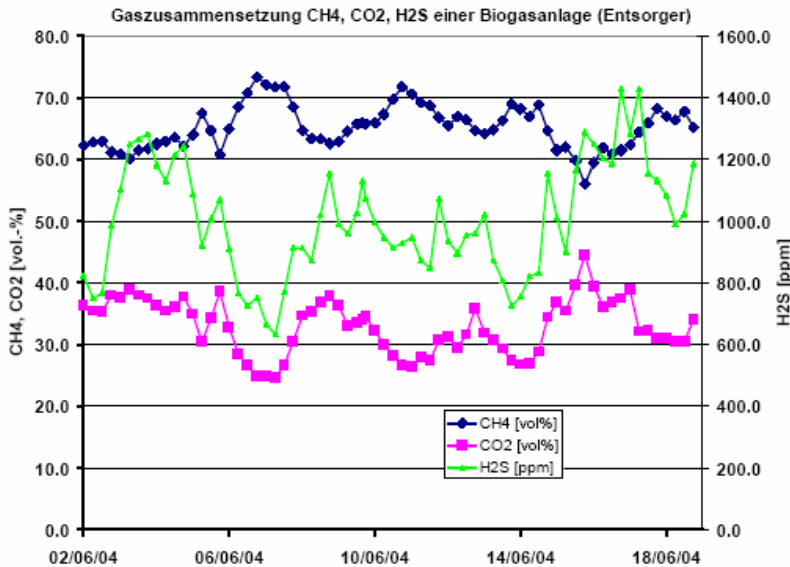


Bild 7: Gaszusammensetzung und Verlauf von H<sub>2</sub>S bei einer Biogasanlage eines Entsorgungsunternehmens

Die Eigenschaft des Motoröles, diverse saure Komponenten zu binden, schafft hier dann auch den Spielraum für das Leben des Motors mit den gegebenen Randbedingungen. Eine so genannte Ölpflege durch regelmäßige Analysen schafft hier dann auch die Sicherheit, dass nichts passiert. Die zu untersuchenden Kenngrößen sind die TBN bzw. die TAN. Im Bild 8 sind zwei Anlagenbetreiber verglichen, wobei eine der Anlagen ein wesentlich kürzeres

Ölwechselintervall als die andere Anlage aufweist. Der tatsächliche Unterschied der beiden Anlagen ist jedoch, dass die Anlage mit dem langen Ölwechselintervall einen so genannten Zusatzölbehälter hat und damit das Wechselintervall gestreckt werden kann. Bei einer Auswertung, bezogen auf die spezifische Ölbelastung, sind aber beide Anlagen sehr ähnlich.

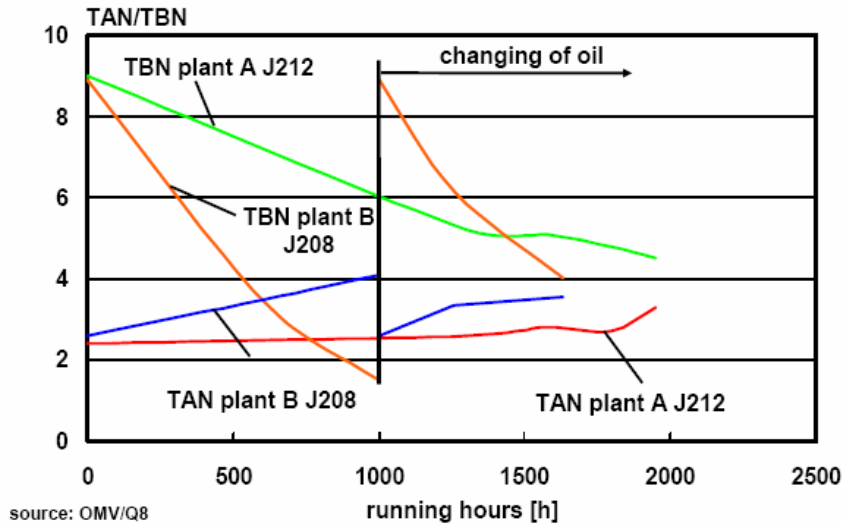


Bild 8: Vergleich zweier Biogasanlagen hinsichtlich des Schmierölmanagements

Ein einmaliges Überfahren der Limits kann als nicht bedeutend betrachtet werden, sehr schlecht für diverse Motorkomponenten wie die Pleuellager sind aber ein ständiges „Überfahren“ der Limits. Das Bild 9 zeigt dazu als Beispiel eine Pleuelbüchse eines solchen Motors.



Bild 9: Pleuelbüchse eines ständig im „sauren Bereich“ des Öles arbeitenden Biogasmotors

Bei einer Nutzung der im Abgas enthaltenen Wärme ist zu beachten, dass der so genannte Säuretaupunkt nicht erreicht werden sollte. GE Jenbacher empfiehlt hier minimale Abgastemperaturen nach dem Abhitzekegel von 180°C nicht zu unterschreiten, da es sonst zu verstärkter Korrosion kommen kann. Weiters werden durch tiefere Temperaturen auch die Ablagerungen an Sulfaten (Bild 10) gefördert. Der Abhitzekegel wächst dann langsam zu und der Motor verliert aufgrund des Gegendruckes zunehmend an Leistung.



Bild 10: Ablagerungen von Sulfatasche an einem Abhitzekessel einer Biogasanlage

## Steigerung des el. Wirkungsgrades bzw. des Gesamtwirkungsgrades durch „Add On“ Cycles

### 1) Elektrischer Wirkungsgrad

Bei den meisten dezentralen Biogasanlagen ist eine Wärmenutzung nicht einfach durchzuführen, da die nächsten Verbraucher nicht in unmittelbarer Nähe liegen. Es stellt sich daher die primäre Aufgabe die anfallenden Wärmen so weit wie möglich auch für eine zusätzliche Verstromung zu nutzen. Es gibt hier mehrere Möglichkeiten an Konzepten, das bekannteste Konzept wäre Dampf herzustellen und in einer Dampfmaschine zu verstromen. Der Wirkungsgrad, speziell von kleinen Dampfmaschinen, ist jedoch bescheiden und zusätzlich gibt es das Problem der Dampfkesselverordnung. Als Alternative zur Dampfmaschine bieten sich moderne Konzepte an, die nicht Wasser sondern ein organisches „Arbeitsmittel“ anstelle des Wassers verwenden. Diese Konzepte werden als Organic Rankine Cycle (ORC) bezeichnet. Das Bild 11 zeigt schematisch einen ORC Prozess.

Ein weiterer Vorteil ist, dass auch das Temperaturniveau zur Nutzung der Restwärme in einem für Heizzwecke nutzbaren Bereich gelegt werden kann (festgelegt durch den Typ des Arbeitsmittels).

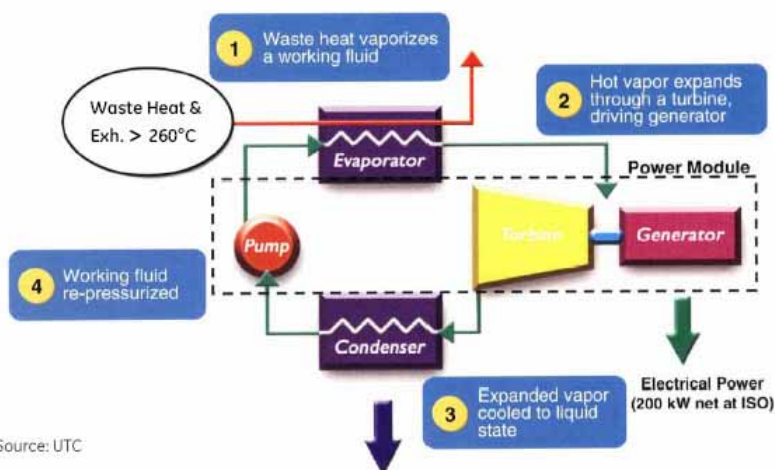


Bild 11: Schema ORC

Grundsätzlich gilt auch beim ORC, dass ein möglichst hohes Temperaturniveau bzw. eine maximal mögliche Temperaturspreizung (Vorlauftemperatur zur Turbine bzw. Kondensationstemperatur) die besten Voraussetzungen für höchstmögliche Wirkungsgrade ergibt. Für die Nutzung der verschiedenen Temperaturniveaus eines Gasmotors könnten in 2 verschiedenen Arbeitsmittelkreisläufen aus dem Hochtemperaturkreis (Abhitzeessel) mit bestehender Technologie ca. 3 % Punkte bzw. aus einem Niedertemperaturkreis nochmals 1 % Punkt an besserem el. Wirkungsgrad erzielt werden. Im Bild 12 ist eine solche Analyse für eine 1 MW el. Anlage dargestellt. Der zusätzliche elektrische Output beträgt dann knapp 80 kW aus dem Hochtemperaturkreis mit der zusätzlichen Wärmenutzung für ein Heiznetz bzw. ca. 35 kW aus einem Niedertemperatur ORC, wo die Restwärme nicht unmittelbar genutzt werden kann. Der el. Wirkungsgrad kann mit der Addition dieses Konzeptes von 40,5 auf 44,5 gesteigert werden.

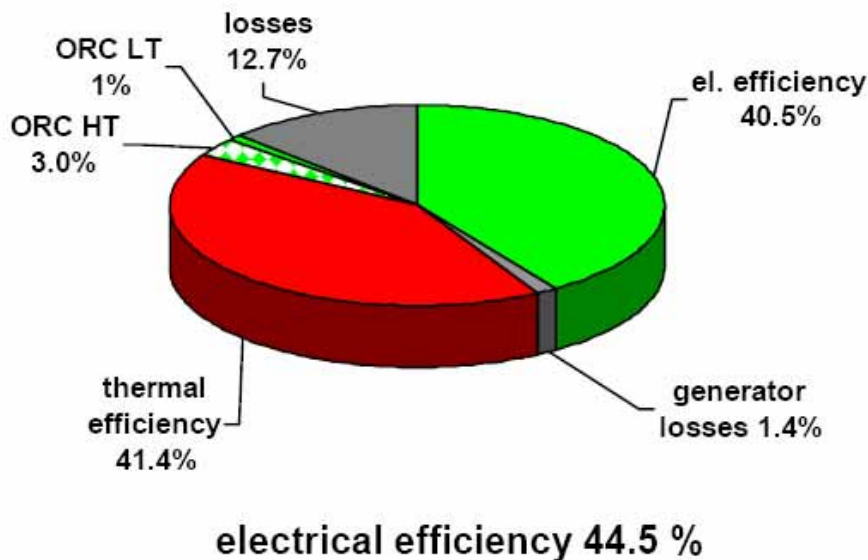


Bild 12: Einsatz eines „double ORC“ an einer Biogasanlage

Je nach den Temperaturniveaus, die noch genutzt werden können bzw. noch weiteren Optimierungen beim Arbeitsmittel bzw. am Gesamtsystem des ORC gibt es noch weiteres Potenzial den el. Wirkungsgrad zu verbessern. Das Bild 13 zeigt dazu eine theoretische Analyse der nach dem heutigen Kenntnisstand maximal möglichen Ausbeute. Es sind danach inklusive der noch darstellbaren Maßnahmen am Motor max. 48,6 % möglich.

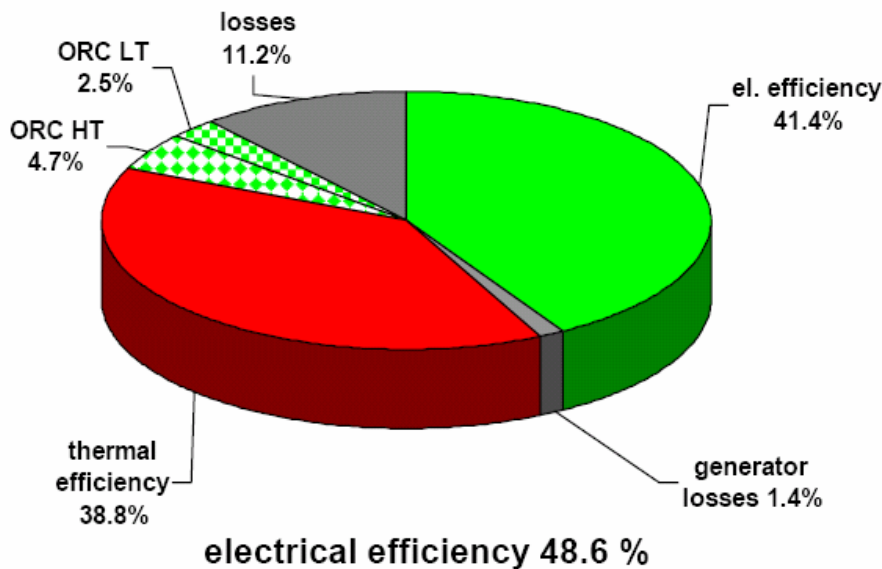


Bild 13: Maximal darstellbarer el. Wirkungsgrad durch Optimierung aller Einzelmöglichkeiten

## 2) Verbesserung der Wärmenutzung durch das „Heat in the Box“ Konzept

Das ZAE-Bayern beschäftigt sich bereits seit längerem mit der Speicherung bzw. einer mobilen Nutzung von bei diversen Prozessen anfallenden Wärmemengen. Eine erste Studie hat gezeigt, dass dieses Konzept ebenfalls sehr interessant für dezentrale Biogasanlagen sein kann. Die Basis dieses Lösungsansatzes ist die Kenntnis, dass es bestimmte Speichermedien gibt, die erheblich größere Wärmemengen/Einheit (z.B.  $m^3$ ) „binden“ können. Es wird dabei der Effekt des Phasenüberganges (fest/flüssig) – Latentwärmespeicher genutzt. Neben diesem Ansatz gibt es auch die Möglichkeit mit Hilfe von Zeolithen (so genannte thermochemische Speicher) Wärmeenergie zu speichern. Das Bild 14 zeigt dazu die verschiedenen möglichen Speicherdichten (Wasser/Parafin/Zeolith). Die Verhältnisse stehen 1:5:10, d.h. in einem Zeolith kann ca. die 10-fache Energiedichte untergebracht werden als es bei einer Speicherung mit Wasser der Fall wäre.

### Thermische Energiespeicherung:

- Speicherung Sensibler Wärme

≈ 100 MJ/m<sup>3</sup>



- Latentwärmespeicher

≈ 300 - 500 MJ/m<sup>3</sup>



- Thermochemische Wärmespeicher

≈ 1000 MJ/m<sup>3</sup>



Source: ZAE-Bayern

Bild 14: Vergleich der Speicherdichten von Wärme verschiedener Medien

Mit dem Lösungsansatz der Zeolithen macht es auch Sinn die gespeicherte „Wärme“ in transportablen Behältnissen diversen Kunden im Nahfeld einer Biogasanlage attraktiv anzubieten. Das Konzept basiert auf dem „Aufladen“ des Speichermediums an der Biogasanlage (Hochtemperaturbereich) mit folgendem Transport zum Endkunden (Bild 15). Die

im Speicher gebundene Wärme kann dann nach Bedarf (auch sehr langsam) abgezogen werden. Die im Kristallgitter gebundene Energie kann auch über längere Zeit gelagert werden, damit ergibt sich auch die Möglichkeit vorausschauend zu planen und zu wirtschaften. Das Besondere ist aber die Gelegenheit mit diesem Konzept auch Kälte für temporäre Bedarfe bereitstellen zu können. Weiters lässt sich mit Hilfe der Zeolithen auch sehr günstig eine Trocknung darstellen. Ein wesentlicher Vorteil des „Heat in the Box“ Konzeptes ist, dass das Investment der Speichercontainer nicht unbedingt durch den Biogasanlagenbetreiber getätigt werden muss sondern durch den Endkunden des Bedarfs (Wärme, Kälte bzw. Trockenenergie) getätigt werden kann. Das ZAE-Bayern hat hierzu auch bereits erste Kostenabschätzungen durchgeführt. Ein Endkundenpreis von unter 5 Cent/kWh an den Endkunden ist dabei hier durchaus darstellbar. Sehr interessant ist die Bereitstellung von Kälte für relativ kurze Zeitperioden, hier liegt der Zeolith gegenüber einer Darstellung via der Kompressionskälte mit ca. nur 50 % der Kosten sehr gut. Auch eine mehr oder weniger automatisierte Bewirtschaftung ist relativ einfach darzustellen, so wird für das „Aufladen“ des Zeolithspeichers mit 5 MWh eine Zeit von 24 Stunden bei einer 500 kW Anlage benötigt. Die Containergröße basiert dabei auf einen 20 Fuß Normcontainer.

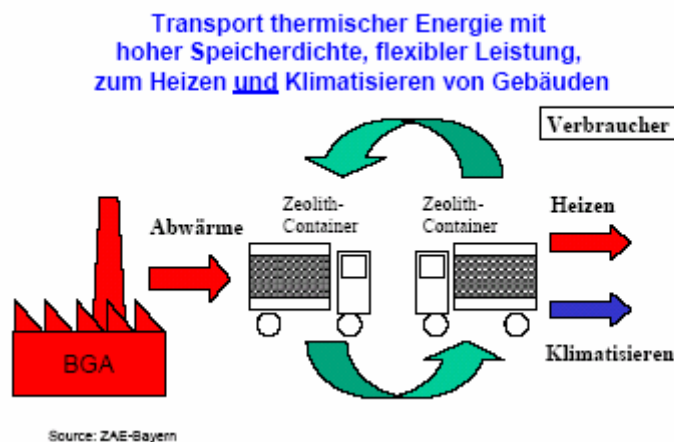


Bild 15: Konzept „Heat in the Box“ – Transport von gespeicherter Wärme in Containers

## Weitere Maßnahmen bzw. Betrachtungen seitens GE Jenbacher

### Ölqualitätssensor

Einer der Kostenträger der Biogasanlage sind die Schmierölkosten. Derzeit empfiehlt es sich die Reserven des Öles nicht vollends auszuschöpfen, da sonst hohe Kosten durch Reparaturen auf den Betreiber rückwirken können. Um eine optimalere Bewirtschaftung zu ermöglichen wird derzeit in einem Forschungsprogramm des AC<sup>2</sup>T ein On-Line Sensor entwickelt, auf dessen Messungen dann punktgenau das Motoröl getauscht werden kann. Die ersten Erfahrungen bei reNet und anderen Pilotanlagen stimmen uns zuversichtlich, dass voraussichtlich im Jahr 2007 ein solches System angeboten werden kann.

### Netzeinspeisung

Gemäß einer sehr interessanten Studie könnten 24 Petajoule = 6,7% des jährlichen Erdgasverbrauches nach einer Gasaufbereitung in das österreichische Gasnetz eingespeist werden (Biogas-Netzeinspeisung/Berichte aus der Energie- und Umweltforschung Nr. 19/2005; <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/publikationen/schriftenreihe.html>). Das wären im Fall der dezentralen Stromproduktion ca. 300 MW installiert. Für Biogasanlagen, die nahe von Gasnetzen liegen, kann diese Alternative durchaus Sinn machen. GE Jenbacher sieht aber den Lösungsansatz der Schweden – „green gas program“ als eine sehr attraktive Lösung. Bei diesem Ansatz wird das Biogas gereinigt, dann vom CO<sub>2</sub> befreit und für Kommunalfahrzeuge als Compressed Biogas (CBG) zur Verfügung gestellt. Die Busse, die dieses Gas zum Antrieb

nützen, fahren ohne Partikelemission bzw. mit nur rund 30 % der NO<sub>x</sub> Emission der anderen Dieselmotors. Eine Detailbetrachtung der spezifischen Kosten dieses Kraftstofftyps ergibt (wegen dem steuerlichen Vorteil) einen um ca. 25 % günstigeren Kraftstoff.

### Spitzenstrombereitstellung

In diesem Bereich sehen wir die nächsten großen Entwicklungsmöglichkeiten. Das derzeit geltende EEWG fördert im positiven gesehen generell die erneuerbaren Energieträger. Im Fall der Biogasanlagen wird aber das Potenzial der möglichen bedarfsgerechten Bereitstellung noch nicht genutzt. Eine Analyse der Spitzenstrommarktpreise des Jahres 2004 zeigt hier die Potenziale auf, die sowohl dem Biogasanlagenbetreiber als auch dem Management des „Grünstromes“ helfen kann. Die höchsten Preise lagen bei über 40 Cent/kWh (nur kurze Spitze), danach kommt „step by step“ eine Verteilungskurve, die dann bei ca. 6 Cent/kWh endet. Unser Vorschlag wäre die Möglichkeiten des modernen Netzmanagements zu nutzen und die Motoren in Zeiten von Stromüberschuss in der Leistung zurückzunehmen bzw. bei den Tagesspitzen mit einer möglichen Überlast von 10 bis 15 % zu betreiben. Die Speicherung des Biogases in den üblichen Blasenspeichern stellt kein besonderes Problem dar.

### Zusammenfassung

Gesamt gesehen ist die Biogas-Technologie bereits heute weit entwickelt und kann als bedeutender Wirtschaftsfaktor gesehen werden. Die Synergien zwischen Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft zeigen dabei die Nachhaltigkeit der Biogastechnik, die früher oder später einen essentiellen Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung von Österreich leisten wird. Bei der Detailbetrachtung der einzelnen Schritte in der gesamten Kette sind noch erhebliche Potenziale festzustellen, die entweder die Wirtschaftlichkeit oder die Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen Stromproduktionsmethoden verbessern können. Gemäß den ersten Analysen werden sich durch Optimierungen einzelner Schritte die Stromgestehungskosten etwa halbieren lassen. Alle einzelnen Optimierungsschritte müssen aber sehr sorgfältig mit Hilfe von Pilotanlagen abgearbeitet werden, um auch eine entsprechende Marktreife zu bekommen. Gemeinsam mit dem Einsatz von weiteren innovativen Konzepten sind die Zukunftsaussichten der Biogastechnik nicht nur in Österreich sondern weltweit als sehr gut zu betrachten. Das Potenzial des Biogasstromes in Österreich beträgt je nach Strategie immerhin 5 bis 6 % der benötigten Strommenge – das ist sicherlich nicht unbedeutend. Die Erweiterung auf thermische Verfahren öffnet zusätzlich weitere 4 bis 5 %, so dass ein Anteil von etwa 10 % erreicht werden könnte.