



Das Lebensministerium



Informationen zur Biogaserzeugung

gesammelte Referate

Stand 2003

Freistaat  Sachsen

Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft

Impressum

- Herausgeber:** Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft
August-Böckstiegel-Straße 1, 01326 Dresden
Internet: WWW.LANDWIRTSCHAFT.SACHSEN.DE/LFL
- Redaktion:** Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft
Fachbereich FB Agrarökonomie, ländlicher Raum
Referat Verfahrensgestaltung)
Dr. Kerstin Jäkel
Telefon: 0341 / 4472-220
Telefax: 0341 / 4472-314
e-mail: kerstin.jaekel@fb3.lfl.smul.sachsen.de
(Kein Zugang für elektronisch signierte sowie für verschlüsselte elektronische Dokumente)
- Redaktionsschluss:** November 2003
- Fotos:**
- Illustration:**
- Auflagenhöhe:** 300 Exemplare
- Gestaltung:**
oder
Gestaltung und Druck: Apresys Informations-Systeme
Prager Straße 40
04317 Leipzig
- Bestelladresse:** Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft
Fachbereich FB Agrarökonomie, ländlicher Raum
Referat Verfahrensgestaltung
Dr. Kerstin Jäkel
Telefon: 0341 / 4472-220
Telefax: 0341 / 4472-314
e-mail: kerstin.jaekel@fb3.lfl.smul.sachsen.de
(Kein Zugang für elektronisch signierte sowie für verschlüsselte elektronische Dokumente)

Verteilerhinweis

Diese Informationsschrift wird von der Sächsischen Staatsregierung im Rahmen ihrer verfassungsmäßigen Verpflichtung zur Information der Öffentlichkeit herausgegeben. Sie darf weder von Parteien noch von deren Kandidaten oder Helfern im Zeitraum von sechs Monaten vor einer Wahl zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für alle Wahlen. Erlaubt ist jedoch den Parteien, diese Informationsschrift zur Unterrichtung ihrer Mitglieder zu verwenden.

Baulehrschau Fachtag -Biogas

1. Köllitsch, 12. November 2003

	Seite
Überblick über die landwirtschaftliche Biogaserzeugung in Sachsen <i>Dr. Kerstin Jäkel, Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft</i>	3
Stand der Biogastechnik und zukünftige technische Entwicklungen <i>Prof. Dr.-Ing. Peter Weiland, Institut für Technologie und Biosystemtechnik der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft</i>	19
Der anaerobe Prozess in der Biogasanlage – Bedeutung und Konsequenzen für den Anlagenbetreiber <i>Dr. Andreas Gronauer, Bayerische Landesanstalt für Tierzucht Grub</i>	*)
Erfahrungen mit der Organisation von Interessengemeinschaften im Bereich der Biogasproduktion in der Schweiz <i>Dipl. Ing. Thomas Böhni, Energie & Umwelt GmbH</i>	29
Praktische Erfahrungen mit dem Betrieb von Biogasanlagen und der Gründung einer Interessengemeinschaft im Osterzgebirge <i>Dipl. Ing. agr. Christian Schulze, SAWI GmbH Unternehmensberatung</i>	33

2. Baulich technische Aspekte der Nutzung von Biogas

(Referate der Biogastagung in Köllitsch vom 29. August 2001)

Hinweise zur Umsetzung der neuen Sicherheitsregeln für Biogasanlagen (überarbeitet) <i>Dipl. Ing. Köberle, Biogaskontor Köberle GmbH, Arbeitskreis Sicherheit im Fachverband Biogas</i>	41
Kälteerzeugung aus Abwärme <i>Prof. Wobst, Dipl. Ing. Richter, Institut für Luft- und Kältetechnik Dresden</i>	43
Einspeisung von Biogas in das öffentliche Gasnetz (Auszug) <i>Dr. Tentscher, eco Naturgas Handels GmbH, Sprecher des Arbeitskreises Gaseinspeisung des Fachverbandes Biogas e. V.</i>	53
Vergleich von Gas-Otto- und Zündstrahlmotoren anhand von Messungen an Biogasanlagen in Sachsen <i>Prof. Eichert, Dr. Zwar, Westfälische Hochschule Zwickau</i>	61

*) Beitrag wird nachgereicht

Überblick über die landwirtschaftliche Biogaserzeugung in Sachsen

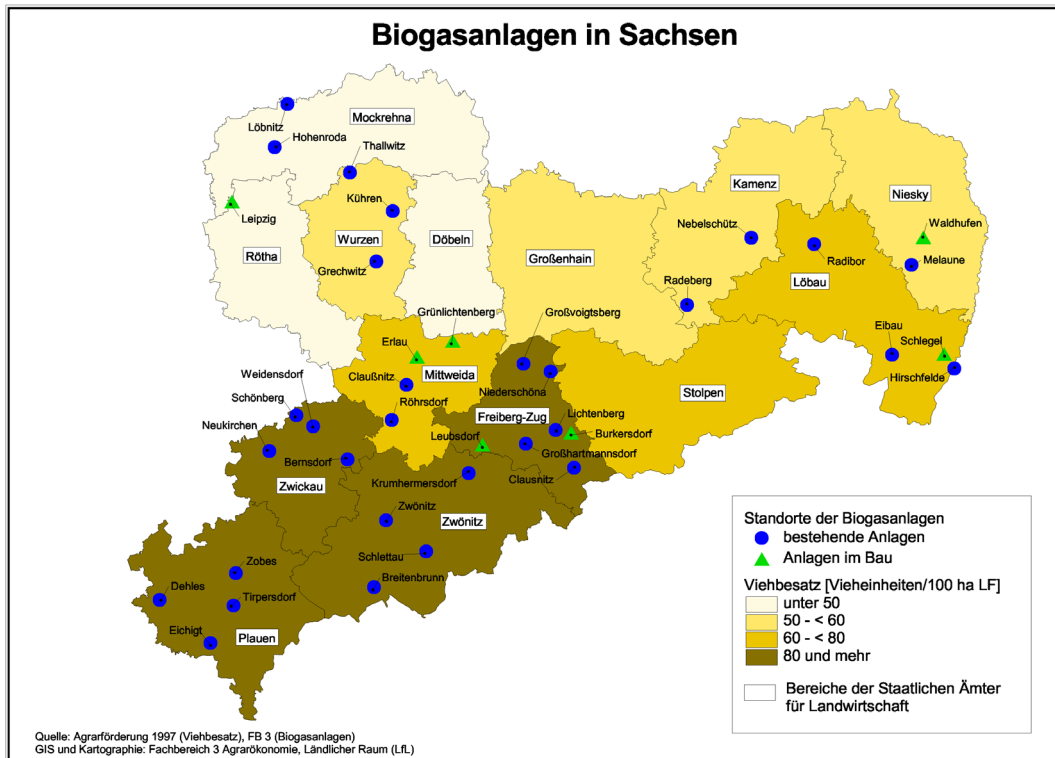
Dr. Kerstin Jäkel,
Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft

1. Allgemeine Angaben zur sächsischen Biogasproduktion

In Sachsen gibt es derzeit 30 Biogasanlagen im landwirtschaftlichen Bereich und in der verarbeitenden Nahrungsmittelproduktion. Vereinzelt fallen hierunter auch kommunale Biogasanlagen. Sieben weitere Anlagen stehen unmittelbar vor der Fertigstellung. Alle Angaben dieses Referates beziehen sich auf einen Zeitraum bis August 2003.

Aus der nachfolgenden Karte können die Standorte der Biogasanlagen entnommen werden.

Abbildung 1 Biogasanlagen in Sachsen



Die Anlagen haben folgende installierte elektrische Leistungen:

bestehende Anlagen	9.172 kW _{el}
Anlagen im Bau	1.711 kW _{el}
Anlagen gesamt	10.883 kW _{el}

Geht man in Deutschland von einer installierten Leistung zwischen 160 und 250 MW_{el} aus, so trägt Sachsen mit 4,3-6,8 % zur installierten elektrischen Leistung Deutschlands bei. Die Anzahl an Biogasanlagen ist jedoch deutlich geringer als in den alten Bundesländern. Daraus wird deutlich, dass in Sachsen vor allem große Anlagen gebaut wurden.

Die bestehenden Anlagen können nach dem Hauptsubstrat in Verarbeitungsrichtungen mit der entsprechenden installierten Leistung wie folgt unterteilt werden:

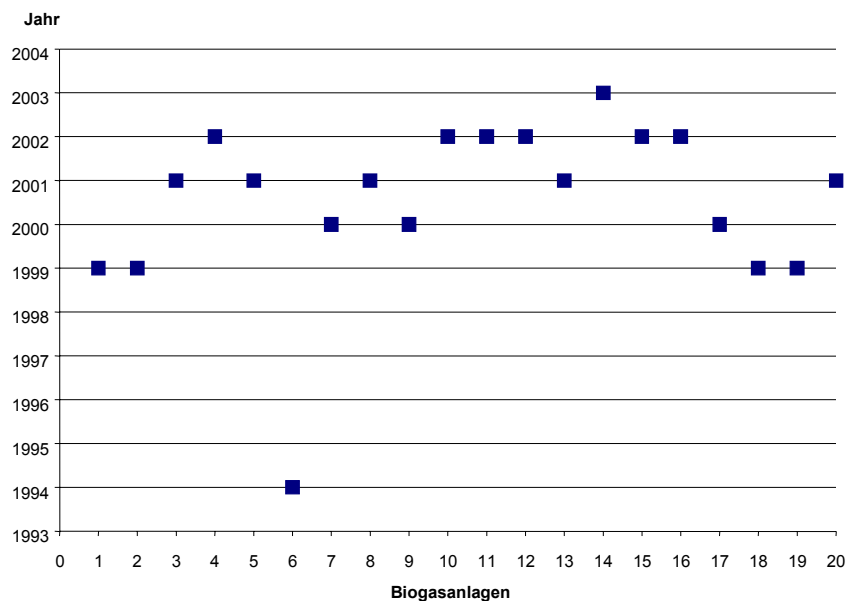
Rindergülle:	6.482 kW _{el}
Schweinegülle:	619 kW _{el}
Lebensmittelverarbeitung:	210 kW _{el}
Abfallverarbeitung:	1.101 kW _{el}
Klärschlamm/Abfallverarbeitung:	760 kW _{el}

Im außerlandwirtschaftlichen Bereich kann die Vollständigkeit der Anlagenzahlen hier nicht gewährleistet werden.

Von den angegebenen 30 Biogasanlagen wurden für eine Untersuchung der LfL 20 aller bereits fertiggestellten landwirtschaftlichen Biogasanlagen, davon 14 Anlagen mit Milchproduktion, 1 Anlage mit Bullenmastproduktion und 5 Schweineproduktionsanlagen, näher betrachtet.

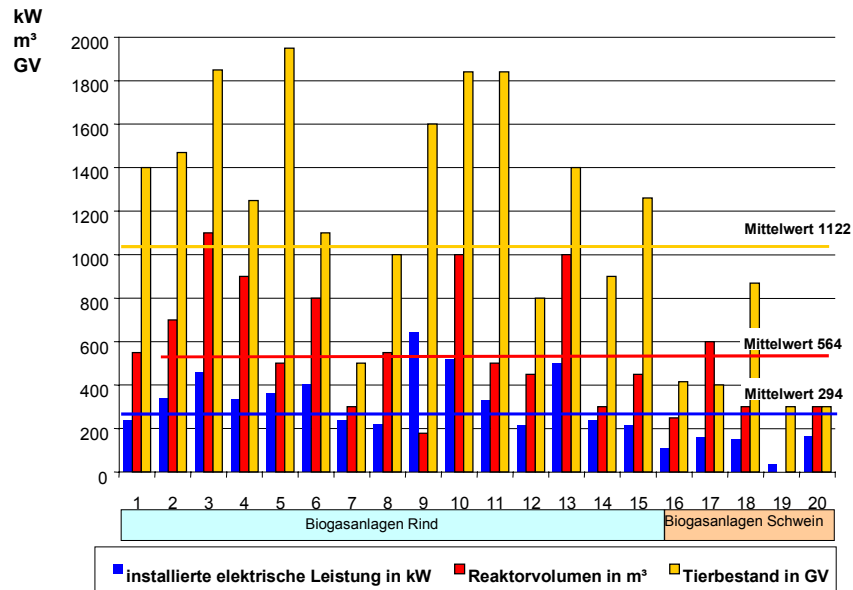
In der folgenden Abbildung 2 ist das Baujahr der jeweiligen Anlagen dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass der Boom zur Errichtung von Biogasanlagen 1999 begann und sich bis 2003 fortsetzte (sieben Anlagen kurz vor Fertigstellung). Wegen der jährlichen Reduzierung der Vergütung nach dem Erneuerbare Energiengesetz (EEG) um 1 % für Anlagen, die neu ans Netz gehen, häufen sich die Fertigstellungen von Biogasanlagen in den Monaten November und Dezember. Ab 2004 muss jedoch mit einer Abflachung des Booms gerechnet werden, da bis jetzt deutlich weniger Anträge auf Förderung der Anlagen gestellt wurden. Dies ist vor allem auf agrarpolitische Unsicherheiten, besonders in der Tierproduktion zurückzuführen.

Abbildung 2 Baujahr der untersuchten Biogasanlagen



In der Abbildung 3 wird die Größe der sächsischen Biogasanlagen nach Tierbestand, Reaktorvolumen und installierter elektrischer Leistung dargestellt. Die Biogasanlagen der schweinehaltenden Betriebe sind deutlich kleiner als die der Milchviehbetriebe, die kleinsten Betriebe haben einen Tierbestand von 300 GV und der größte von 850 GV. Die Größe der rinderhaltenden Biogasbetriebe beginnt bei 500 GV, der größte Betrieb verfügt über 1950 GV, der Durchschnitt liegt deutlich über 1000 GV. Der Durchschnitt der installierten elektrischen Leistung aller Anlagen liegt bei 290 kW. Bei einem im Vergleich zu den anderen Anlagen engen Verhältnis von Tierbestand und installierter Leistung, wie bei den Anlagen 7, 9, 17 und 20, kann von einem hohen Einsatz von Koferten ausgegangen werden.

Abbildung 3 Tierbestand, Reaktorvolumen und installierte elektrische Leistung



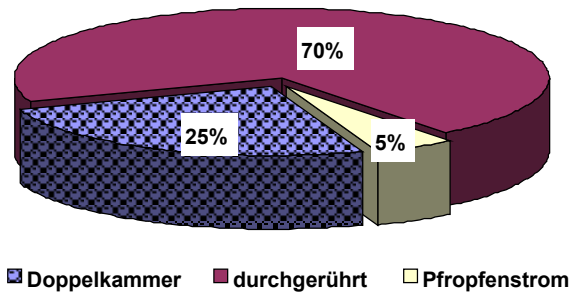
2 Verfahrenstechnik der Biogaserzeugung

2.1 Anlagentechnik

Je nach Menge an Kofermenten wird dem Biogasfermenter häufig eine Vorgrube zur Annahme und besseren Durchmischung der Substrate vorgeschaltet. 60 % der Biogasanlagen nutzen eine Vorgrube mit einer Größe von 60 bis 300 m³ zur Beschickung der Kosubstrate.

In Sachsen werden drei typische Reaktorbauarten verwendet. Während insbesondere große Milchviehanlagen mit geringem Anfall an Kofermenten den Reaktortyp einer Doppelkammer (Prinzip Pfefferkorn) nutzen, nehmen die voll durchrührten Reaktoren den weitaus größten Anteil an den Reaktorbautypen ein.

Abbildung 4 Anteile der Reaktortypen



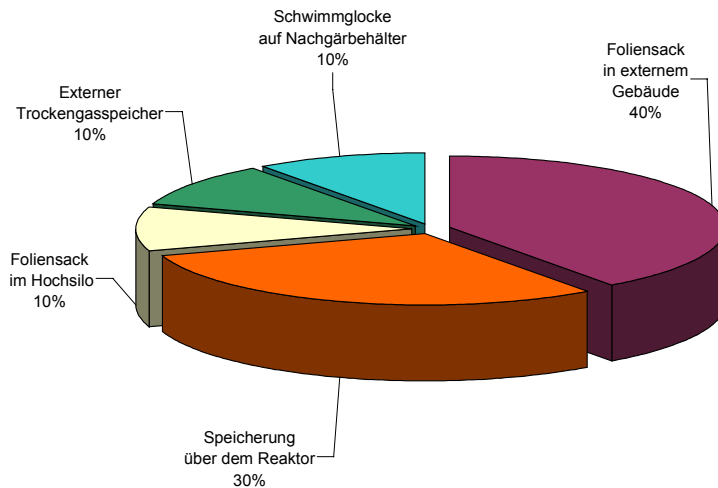
Interessant ist auch die errichtete Anzahl an Reaktoren an einem Standort. Biogasanlagen, deren Reaktoren nach dem Doppelkammersystem arbeiten, verfügen immer über nur einen Reaktor. Bei mehreren Reaktoren können die Volumina unterschiedlich sein.

Eine wirtschaftlichere Betriebsweise mit zwei Reaktoren konnte nicht nachgewiesen werden. Das am häufigsten verwendete Baumaterial für die Reaktoren ist Stahlbeton.

Bei der Beheizung der Fermenter werden hauptsächlich Wandheizungen oder Wand- und Fußbodenheizungen verwendet. Aber auch externe Wärmeüberträger bzw. Durchlauferhitzer werden eingesetzt.

Die Technik der Gasspeicherung ist recht vielfältig, vor allem was den eigentlichen Ort der Gasspeicherung betrifft. Grundsätzlich wird das Gas immer in einer Art Folie gespeichert, die jedoch auf Grund des unterschiedlichen Lagerortes unterschiedlichen Bedingungen genügen muss.

Abbildung 5 Art der Gasspeichersysteme



Eine Speicherung direkt über dem Reaktor spart Platz und ist mit verschiedenen Foliensystemen möglich. Die Nutzung eines Doppelfoliensystems verhindert das Einreißen der Folie bei Sturm. Die Außenfolie wird über ein Ventil immer voll gespannt. Steigt der Gasdruck im unteren Sack, entweicht die Luft zwischen beiden Folien und umgekehrt. Durch eine Speicherung über dem Reaktor ist keine gute Deckenisolierung des Reaktors möglich.

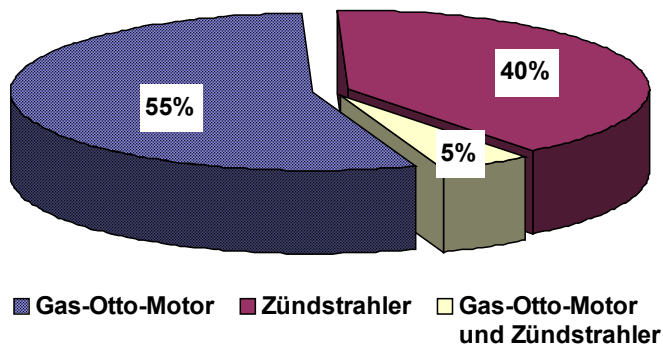
Die Unterbringung eines Foliensackes in vorhandenen Gebäuden oder im Hochsilo spart die Errichtung eines gesonderten Speicherraumes. Trockengasspeicher müssen dagegen neu errichtet werden.

Die Schwimmglocke ist in 2 Anlagen wieder als Gasspeicher im Einsatz. Die Glocke schwimmt direkt auf dem Gärsubstrat. Steigt der Gasdruck, hebt sich die Glocke an.

Die Größe des Gasspeichers ist für einen kontinuierlichen Prozess von Bedeutung. Die meisten Anlagenbetreiber berechnen die Größe des Gasspeichers nach der Wartungszeit des BHKW's. Fällt das BHKW für längere Zeit aus, muss das Gas mittels Gasfackel verbrannt oder in die Atmosphäre abgelassen werden.

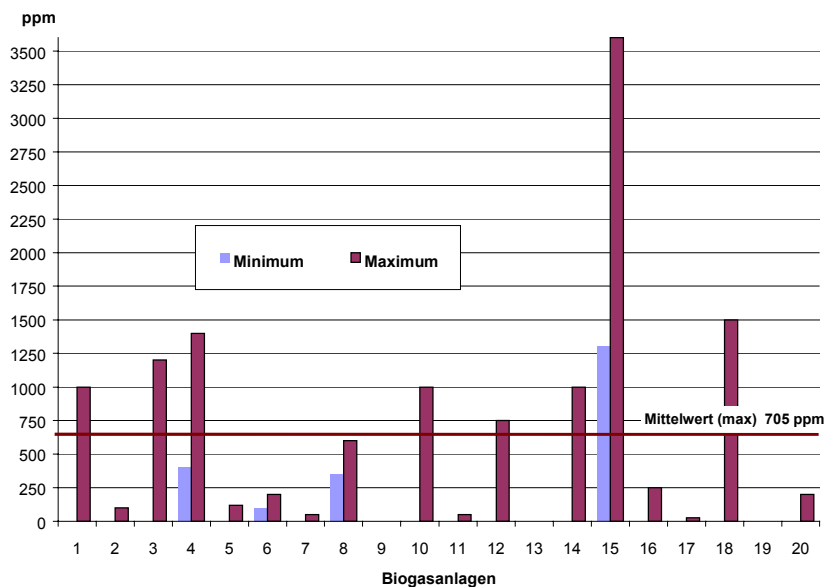
Bei der Gasverwertungstechnik herrschen Gas-Otto-Motoren vor (12 Anlagen). Bei Verwendung von Gas-Otto-Motoren ist meist nur ein Aggregat vorhanden. Deshalb muss bei der Planung das Gasaufkommen gut mit der installierten elektrischen Leistung abgestimmt werden. Acht Betriebe verwenden Zündstrahlmotoren mit zwei oder drei Aggregaten. Eine Anlage verfügt über Otto-Motoren und setzt zum Abfahren von Spitzen im Gasaufkommen ein zusätzliches Zündstrahlaggregat ein.

Abbildung 6 Anteil an verwendeten Motorenarten



Die Schwefelwasserstoffreduzierung ist von besonderer Bedeutung, um die Lebensdauer der BHKW's zu erhöhen bzw. um einen störungsfreien Betrieb der BHKW's überhaupt zu gewährleisten. Zündstrahlaggregate reagieren empfindlicher auf Schwefelwasserstoff als Gas-Otto-Motoren. Die BHKW-Hersteller geben entsprechende Grenzen an, die je nach Aggregat unterschiedlich sind. Die Höhe an H₂S sollte unter 250 ppm liegen. Die Abbildung zeigt die in der Praxis gemessenen H₂S-Gehalte.

Abbildung 7 Schwefelwasserstoffgehalte im Gas



Wie das Mittel aller Anlagen zeigt, ist keine ausreichende H₂S-Reduzierung in den Anlagen vorhanden. Die eingesetzte Technik arbeitet zum größten Teil unbefriedigend. In fast allen Anlagen werden geringe Mengen an Luft (4 %) in den Gasraum des Reaktors geblasen, um eine biologische Entschwefelung vorzunehmen. Eine Anlage verfügt über eine externe Entschwefelungskolonie mit biologischer Entschwefelung. Bei der biologischen Entschwefelung (Luftinblasen) werden Werte zwischen 25 bis 3600 ppm erreicht. Im Vergleich zu den eingesetzten Kofenolmen lässt sich kein Zusammenhang erkennen. Auch für ausreichend Besiedlungsfläche für die Bakterien wurde gesorgt. Eine Begründung für so unterschiedliche Werte konnte bisher nicht gefunden werden. Hieraus ergibt sich ein weiterer Forschungsbedarf. Eine Anlage gab an, keinerlei Entschwefelung vorzunehmen und erreicht Werte von unter 200 ppm. Zur weiteren Reduzierung der H₂S-Werte setzen drei Anlagen Eisenzweichlorid ein. Diese Chemikalie kostet aber zusätzlich Geld und legt den

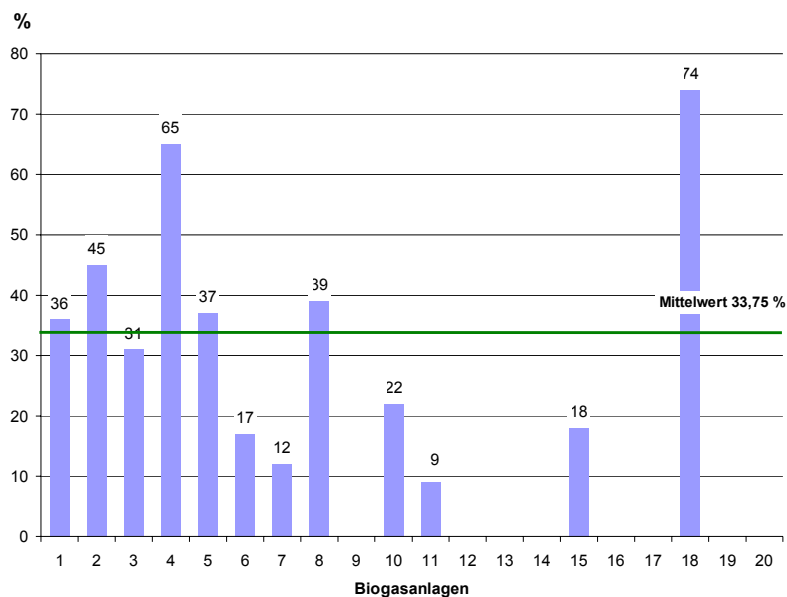
Schwefel in eine nicht pflanzenverfügbare Form fest. Pro m³ Biogas werden etwa 23 ml FeCl₂ benötigt. Ein Liter FeCl₂ kostet etwa 27 Cent.

In weiteren zwei Anlagen wurde eine H₂S-Reduzierung mittels Braunalgen versucht, dies führte jedoch zu keiner positiven Veränderung.

Zwei Anlagen mit externer biologisch katalytischer Reinigung erreichen jedoch gute Werte von unter 120 ppm.

Für eine effiziente Energiebilanz von Biogasanlagen spielt auch die Wärmenutzung eine bedeutende Rolle. Im Durchschnitt werden nur 30 % der zur Verfügung stehenden Wärme (ohne Prozesswärme) genutzt. Im Allgemeinen ist der Wärmenutzungsgrad der Biogasanlagen sehr unterschiedlich. In den schweinehaltenden Betrieben wird im Gegensatz zur üblichen Meinung weniger Wärme verwendet. Bei einem Wärmenutzungsgrad von 70 % kann davon ausgegangen werden, dass die anfallende Wärme an sehr kalten Wintertagen nicht ausreicht und zugeheizt werden muss.

Abbildung 8 Wärmenutzungsgrad



2.2 Noch bestehende technische Probleme

Hauptproblemfeld der Biogaserzeugung ist nach wie vor das Blockheizkraftwerk (BHKW). Das BHKW wird von den Biogasanlagenbetreibern am häufigsten bei technischen Störungen aufgeführt, so u.a.:

- Reparatur des Abgaswärmetauschers und des Turboladers
- festgefahrene Kolben, kaputte Zylinderköpfe, Kopfdichtungen, Buchsen und Ventile sowie Nockenwellenschäden.
- große Motorenreparaturen, insbesondere bei Zündstrahlaggregate, aller 20.000 Bh
- bei Gas-Otto-Motoren Anfälligkeit der Gasregelstrecke

Eine weitere Schwachstelle sind die Rührwerke.

Die häufigsten Störquellen am Reaktor selbst treten durch Risse oder Perforationen am Beton oder durch verstopfte bzw. falsch betriebene Fermenter auf.

Es ist unbedingt darauf zu achten, dass sich ansammelnde Sinkschichten im Behälter maschinell entfernen lassen.

Die Spanne der Ausfallzeiten reicht von wenigen Stunden pro Jahr für die Wartung der BHKW's bis zu mehreren Monaten, wenn am Reaktor eine Reparatur durchgeführt werden muss.

Trotz der noch auftretenden Mängel kann die Biogaserzeugung als Stand der Technik betrachtet werden, die Technologie zur Erzeugung von Biogas ist ausgereift.

2.3 Analyse der prozessgestaltenden Parameter

Temperatur, Verweilzeit und Reaktorvolumen sind eng miteinander gekoppelt. Aus dem Verhältnis Temperatur und Verweilzeit lässt sich auch ableiten, ob noch Kapazität zum Einspeisen zusätzlicher Stoffe vorhanden ist.

Alle untersuchten sächsischen Biogasanlagen arbeiten im mesophilen Bereich. Die im Reaktor vorhandene Durchschnittstemperatur liegt bei 38,5 °C.

Kurze Verweilzeiten erbringen eine hohe Gasproduktion pro m³ Faulraum, aber eine geringere Gaserzeugung pro m³ Substrat. Unterschiede in der Verweilzeit bestehen aber auch zwischen den verschiedenen Substraten. Ein wenig Fingerspitzengefühl gehört also auch dazu, die Verweilzeit so einzustellen, dass sie für eine Anlage am wirtschaftlichsten ist.

Allgemein gelten folgende zu empfehlende Verweilzeiten bei mesophiler Temperatur:

- Hühnergülle 17 - 20 Tage,
- Schweinegülle 22 - 28 Tage,
- Rindergülle 28 - 38 Tage,
- Festmist 35 - 45 Tage.

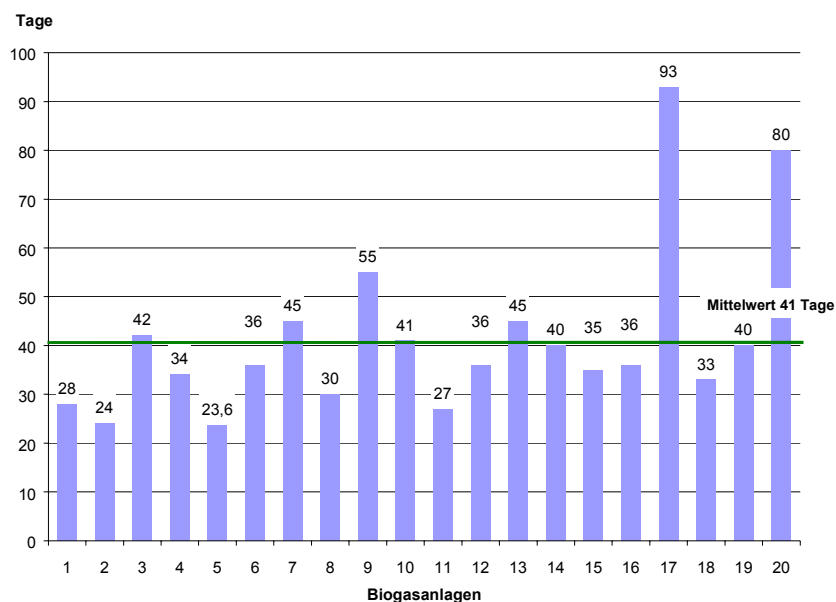
Da sich die Größe des Biogasreaktors einerseits aus der Menge des Substrats und andererseits aus der Zeit ergibt, die das Substrat im Biogasreaktor verbleibt, hat die Verweilzeit einen erheblichen Einfluss auf die Dimensionierung der Biogasanlage.

Der größte Teil des Biogases entsteht in den ersten Tagen, bei sehr gut abbaubaren Kosubstraten sogar in den ersten Stunden nach dem Einspeisen in den Biogasreaktor. Es ist allerdings nicht ratsam, für die Verweilzeit weniger als 15 Tage anzusetzen, da andernfalls zu viele Bakterien ausgeschwemmt werden und die Biogasproduktion absinkt.

Bei vollständig durchmischten Reaktorsystemen kann die Verweilzeit rechnerisch ermittelt werden. Sie ergibt sich aus dem Quotienten des Gesamtvolumens des Reaktors und der täglich zugeführten Substratmenge.

Die in Sachsen gängigen Verweilzeiten liegen bei über 40 Tagen. Das deutet auf eine niedrige Raumbelastung bzw. auf eine zu große Dimensionierung der Reaktoren hin.

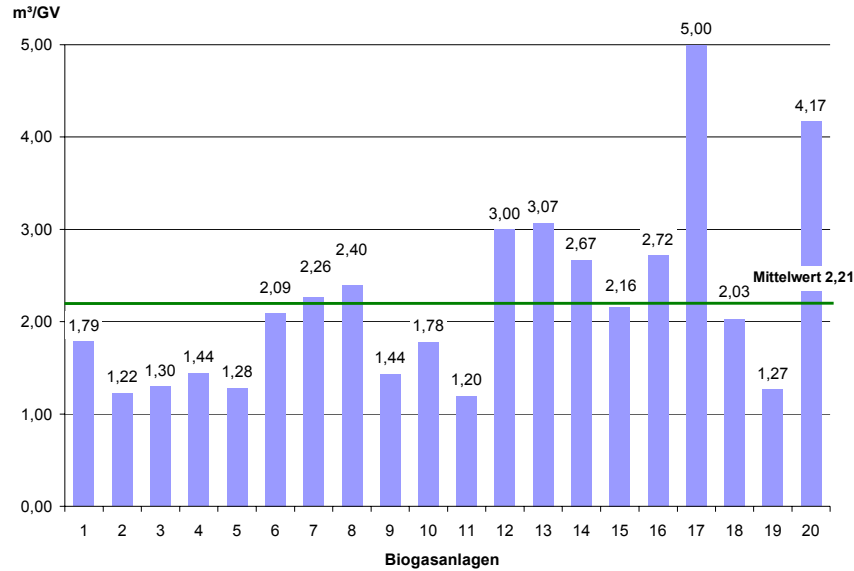
Abbildung 9 Verweilzeit



Die Verweilzeit wird neben der Substratmenge vom Reaktorvolumen bestimmt. Das Reaktorvolumen ist exakt nach den anfallenden Stoffen zu berechnen, deshalb sollte man gut planen, um die

gesamte Anlage richtig zu dimensionieren. Nachfolgend ist das Reaktorvolumen pro GV dargestellt. Betriebe mit wenig Kofermenten haben ein geringes Reaktorvolumen bezogen auf die GV. Umgekehrt muss man bei hohem Reaktorvolumen auch mit einem hohen Einsatz an Kofermenten oder mit einer Überdimensionierung der Anlage rechnen.

Abbildung 10 Reaktorvolumen

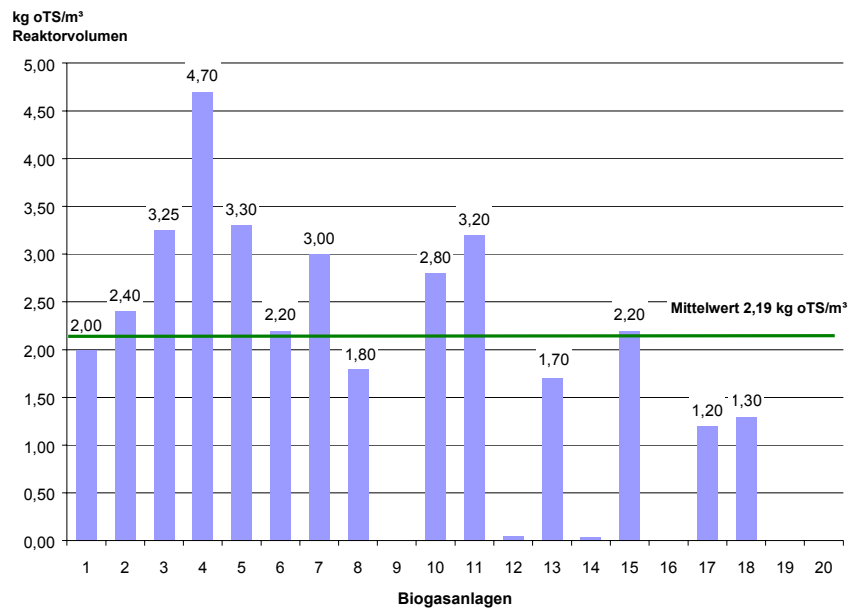


Da das Reaktorvolumen nicht ohne weiteres verändert werden kann, wirken sich Veränderungen bei der zugeführten Substratmenge unmittelbar auf die Verweilzeit aus.

Da die Substratmenge nichts über einen zu erwartenden Gasertrag aussagt, wird die organische Trockensubstanz als Maßstab verwendet. Bezogen auf das Reaktorvolumen ergibt sich die *Raumbelastung*. Die Leistungsfähigkeit einer Biogasanlage wird deshalb häufig über die Raumbelastung beurteilt. Diese gibt an, wie viel des zugeführten Materials in einer Volumeneinheit des Biogasreaktors umgesetzt wird. Angestrebt werden sollte eine Raumbelastung zwischen 2 und 4 kg TS/m³ und Tag, wobei sehr gut arbeitende Biogasanlagen auch 6 kg und mehr erreichen können. Infolge der Anpassungsfähigkeit der Bakterien kann die Raumbelastung häufig im Laufe der Zeit behutsam erhöht werden.

Eine zu große Erhöhung der Raumbelastung kann dazu führen, dass entweder die Verweilzeit zu kurz wird und der Biogasprozess zusammenbricht oder dass die Konzentration der Feststoffe so hoch wird, dass die Durchmischung des Biogasreaktors nicht mehr voll möglich ist.

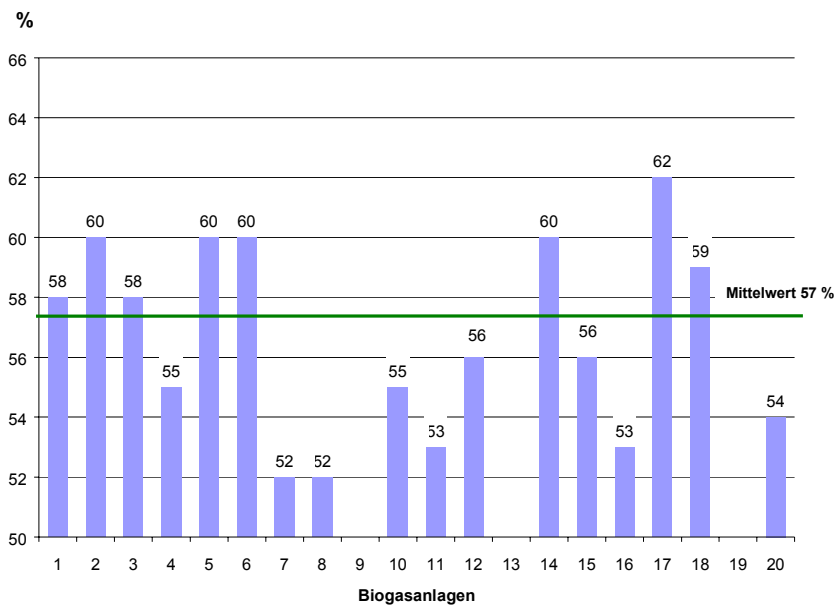
Abbildung 11 Raumbelastung



Es wird deutlich, dass die meisten Anlagen eine viel zu geringe Raumbelastung aufweisen. Auch aus dieser Abbildung wird ersichtlich, dass viele Anlagen in ihrer Größe überdimensioniert gegenüber den anfallenden Substraten sind. Wer nur Gülle ohne Kofermente einsetzt, kann diesen Wert allerdings nur über kürzere Verweilzeiten erhöhen, was aber die pflanzenbaulichen Vorteile und die Geruchsminderung reduziert.

Wichtiges Qualitätskriterium für das erzeugte Biogas ist der Methangehalt. Je höher der Methangehalt ist, um so höher ist der Brennwert des Gases.

Abbildung 12 Methangehalte



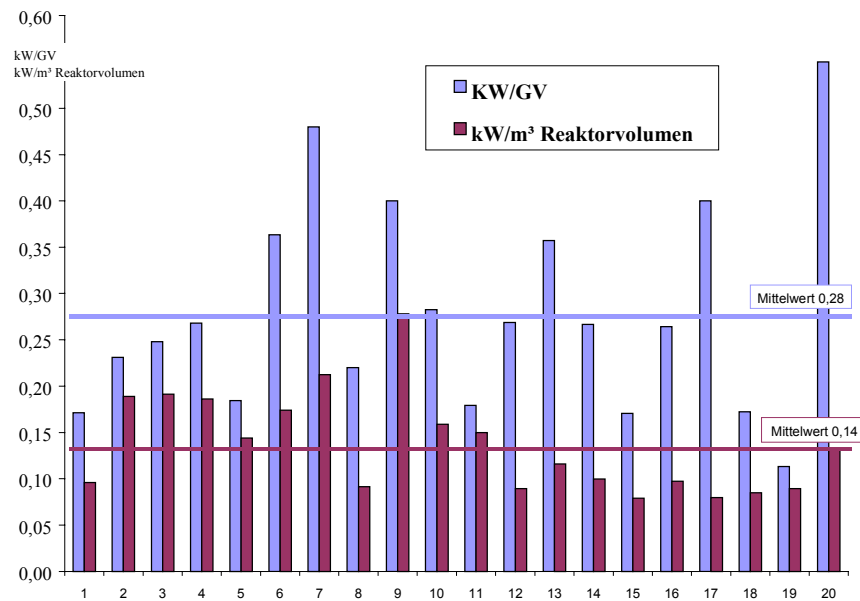
Der Methangehalt der untersuchten Anlagen beträgt im Mittel 57 %. Beim Methangehalt ist die Höhe der eingesetzten Kofermente nicht entscheidend. Eine größere Rolle spielt hierbei die Zu-

sammensetzung der eingesetzten Stoffe (Fette, Kohlenhydrate, Eiweiße) und deren Abbaugeschwindigkeit.

2.4 Weitere technische Kennzahlen

Die zu installierende elektrische Leistung ergibt sich aus der Tierbestandsgröße und der Art und Menge der eingesetzten Kofemente. Ist die installierte Leistung pro GV gering, werden wenig oder keine Zuschlagstoffe verwendet und umgekehrt. Bei niedrigen Werten (bis 0,18) gibt es für den Einsatz von Kofementen kaum Reserven, da die installierte Leistung zu niedrig ist. Bei hohen Werten sind die BHKW's überdimensioniert oder es werden sehr viele Kofemente verwendet. Ist die installierte elektrische Leistung pro Reaktorvolumen hoch, kann eine hohe Raumbelastung vermutet werden. Liegt die installierte Leistung pro GV und pro Reaktorvolumen hoch, kann man von einer Überdimensionierung ausgehen.

Abbildung 13 Installierte elektrische Leistung pro GV und Reaktorvolumen



Die Kenntnis der spezifischen Gasausbeute pro m³ Gülle bzw. Zuschlagstoff oder pro GV ist von sehr großer Bedeutung, insbesondere für die Planung einer Biogasanlage. Die Ermittlung dieser Kennzahlen ist aber äußerst schwierig, da sich die Ausgangsmaterialien stark in der TS und im Gehalt an organischen Stoffen unterscheiden. Die Volumen- und Energiedichte der Einsatzstoffe und deren Abbauraten sind ebenfalls sehr unterschiedlich.

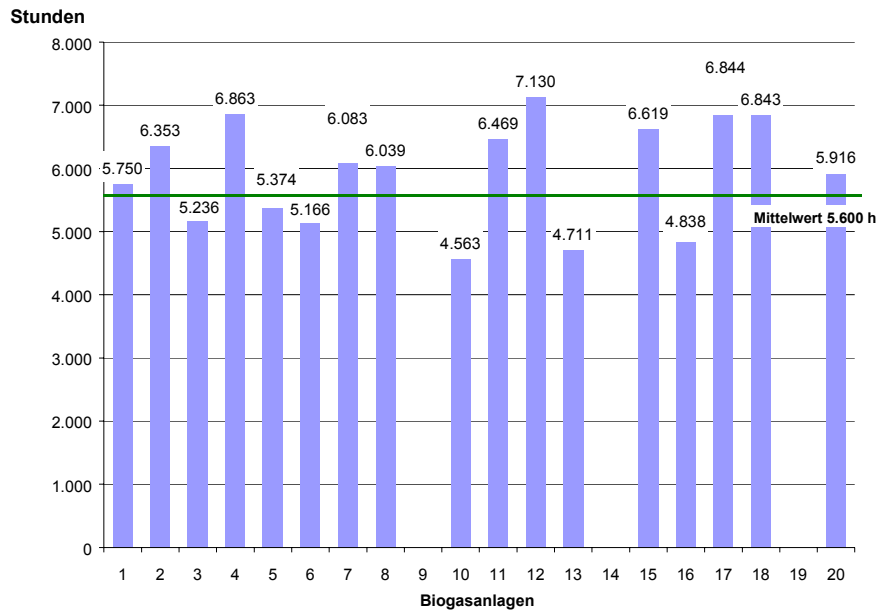
Die Gasausbeute konnte in den Anlagen nur überschlägig ermittelt werden. Es sind zwar meist Gasmessgeräte vorhanden, diese berücksichtigen aber weder Temperatur noch den Druck des Gases, somit ist eine Angabe in Nm³ (Normm³) nicht möglich. Zusätzlich wurde festgestellt, dass die Gasmessgeräte nicht exakt messen.

Pro GV kann man etwa mit 400 bis 500 m³ Gas rechnen. Bei höheren Werten werden Kofemente eingesetzt.

Die Stromerzeugung ist eine sehr wichtige Zahl zur Beurteilung der Wirkungsweise des Motors. Sie zeigt an, wie viel Strom aus einem m³ Biogas entsteht. Bei gut arbeitenden BHKW's liegt dieser Wert über 2,0 kWh/m³. Der Durchschnitt der untersuchten Anlagen liegt bei 1,71 kWh/m³.

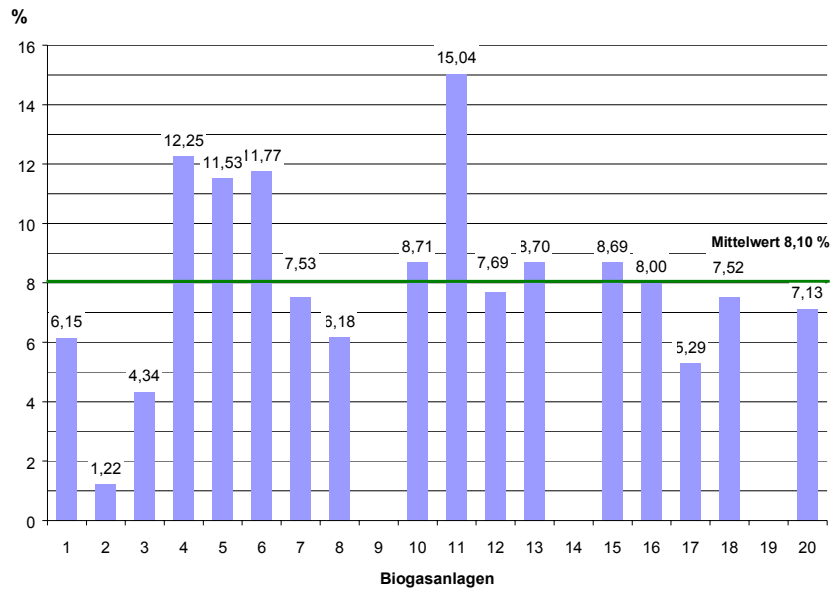
Eine der wichtigsten Kennzahlen überhaupt ist die Stromerzeugung pro installierter Leistung. Hier zeigt sich, wie gut der Einsatz des BHKW's auf die Biogasproduktion abgestimmt ist. Die Kennzahl gibt an, wie viele Stunden im Jahr das BHKW mit voller Last im Einsatz war. Bei einer Anzahl von 8760 Jahresstunden ist ein Durchschnittswert von 5600 Stunden nur unbefriedigend und weist darauf hin, dass die BHKW's vor allem im Teillastbereich gefahren wurden oder nicht jeden Tag im Einsatz waren.

Abbildung 14 Stromerzeugung pro installierte Leistung (Voillaststunden der BHKW)



Eine weitere Kenngröße für die ökonomische und energetische Bewertung einer Biogasanlage ist die elektrische Prozessenergie. Je geringer die Prozessenergie ist, desto mehr Strom kann eingespeist werden. Es ergeben sich zwischen den Anlagen sehr große Unterschiede im Stromverbrauch der Biogasanlage selbst (Prozessenergie). Da dieser Anteil nicht gemessen wurde, liegen auch hier hauptsächlich Schätzwerte vor.

Abbildung 15 Prozessenergiebedarf der Anlagen



3 Die Wirtschaftlichkeit der sächsischen Biogasanlagen

Es muss beachtet werden, dass in diesem Kapitel ausschließlich Erfahrungen von landwirtschaftlichen Großanlagen (über 500 GV) verwertet wurden, da in den neuen Bundesländern wesentlich größere Struktureinheiten vorhanden sind. Die Betriebswirtschaft zu kleinen Anlagen (z. B. in Bayern) kann sich in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit völlig anders darstellen.

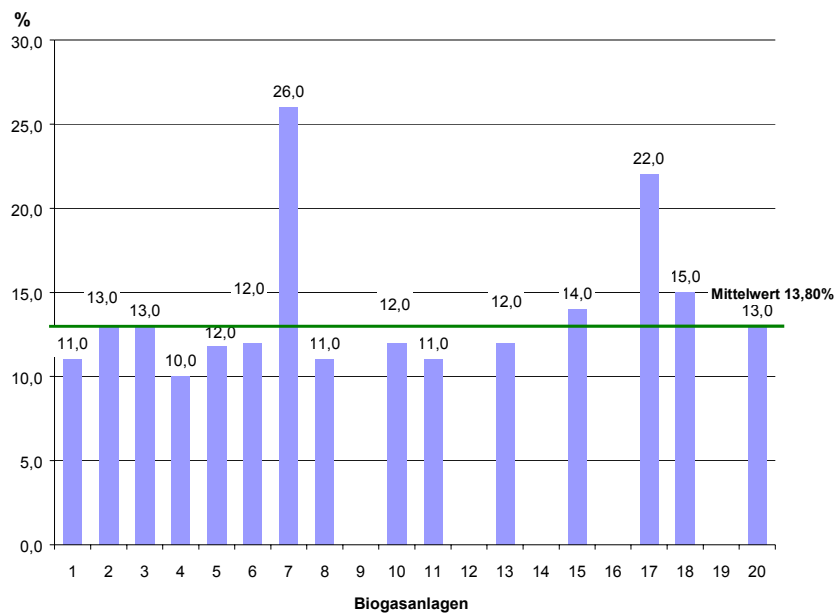
3.1 Kosten der Biogaserzeugung

Die jährlichen Gesamtkosten für eine Biogasanlage liegen meist im Bereich zwischen 10 – 15 % der Investitionskosten und setzen sich wie folgt zusammen:

- Abschreibungen
- Zinsen
- Reparaturen, Wartung, Instandhaltung, Betriebsmittel
- Versicherung
- Energiekosten
- Arbeitskraft
- Kosten Kofermente
- Gemeinkosten
- Sonstiges (z.B. Analysen)

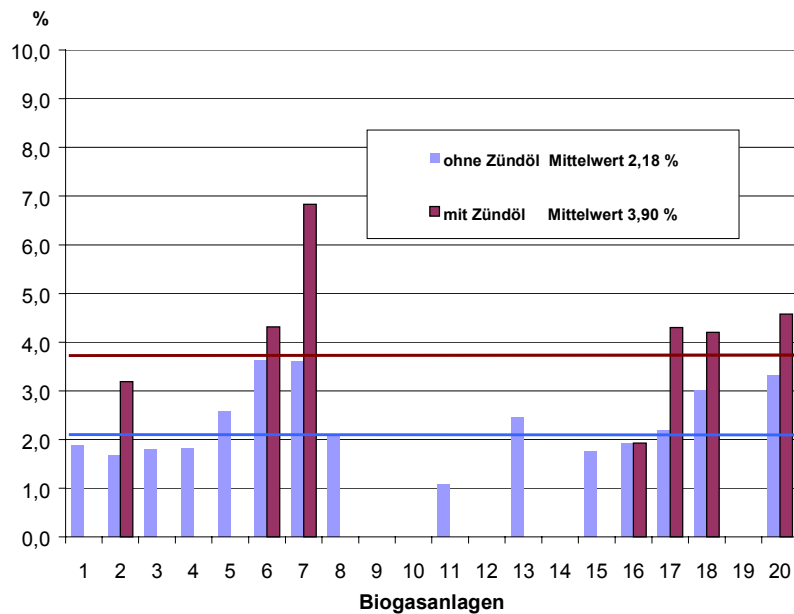
Die Höhe der Betriebskosten in Bezug zu den Investitionskosten sind in Abbildung 16 dargestellt.

Abbildung 16 Gesamtjahreskosten in Bezug zu den Investitionskosten



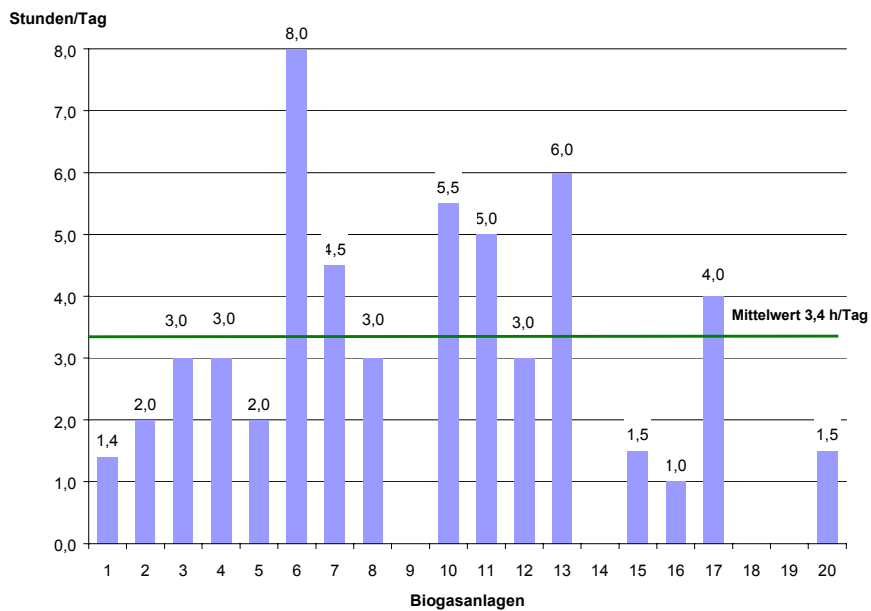
Für Instandhaltung und Wartung können in der Betriebsplanung etwa 2,5 % der Investitionssumme angesetzt werden, mit Zündölanteil sind das etwa 3,9 %. Abbildung 17 zeigt die Wartungs- und Instandhaltungskosten bezogen auf die Investitionssumme.

Abbildung 17 Wartungs- und Instandhaltungskosten in Bezug zu den Investitionskosten



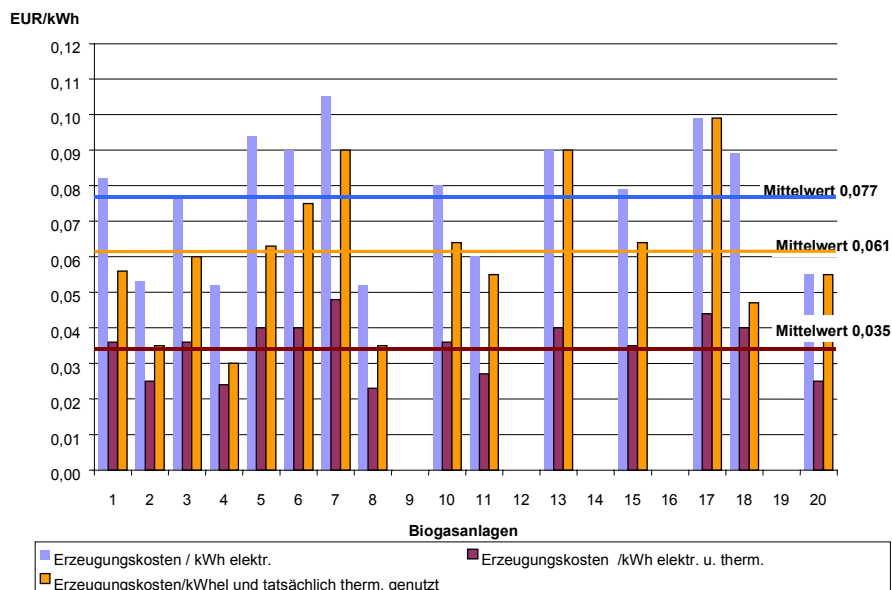
Die Kosten für die eingesetzte Arbeitskraft sind in den Anlagen sehr unterschiedlich. Sie schwanken vor allem je nach Automatisierungsgrad und Anzahl an Kofermenten. Der Anteil der Arbeitskosten nimmt mit steigender Anlagengröße ab. Kleinere Anlagen benötigen eine Betreuungszeit von 1 bis 2 Stunden pro Tag. Deutlich mehr Arbeitsstunden werden notwendig, wenn Zuschlagstoffe (Kofermente) mit in der Anlage verarbeitet werden bzw. Umbaumaßnahmen und größere Reparaturen anstehen. Abbildung 18 zeigt die täglich benötigten Arbeitskraftstunden in den sächsischen Biogasanlagen.

Abbildung 18 Tägliche Arbeitskraftstunden



In nachfolgender Abbildung werden die Energieerzeugungskosten für die untersuchten Biogasanlagen in Sachsen dargestellt. Dabei wird deutlich, dass bei Nutzung der Wärme die Energiebereitstellungskosten wesentlich geringer sind. Die Kosten für die Bereitstellung der reinen Elektroenergie sind mit durchschnittlich 0,077 EUR/kWh (bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen) gegenüber anderen erneuerbaren Energien als gering einzuschätzen. Könnte die Gesamtenergie einschließlich der Wärme genutzt werden, kann man die Energie im Durchschnitt aller Biogasanlagen für 0,035 EUR/kWh erzeugen. Die tatsächlichen Erzeugungskosten liegen bei durchschnittlich 0,061 EUR/kWh. Diese Werte beziehen sich auf eine Lebenszeit der Biogasanlagen von 16 Jahren. Es muss noch einmal betont werden, dass ausschließlich die vorn beschriebenen Großanlagen in diese Berechnungen einbezogen wurden.

Abbildung 19 Energieerzeugungskosten

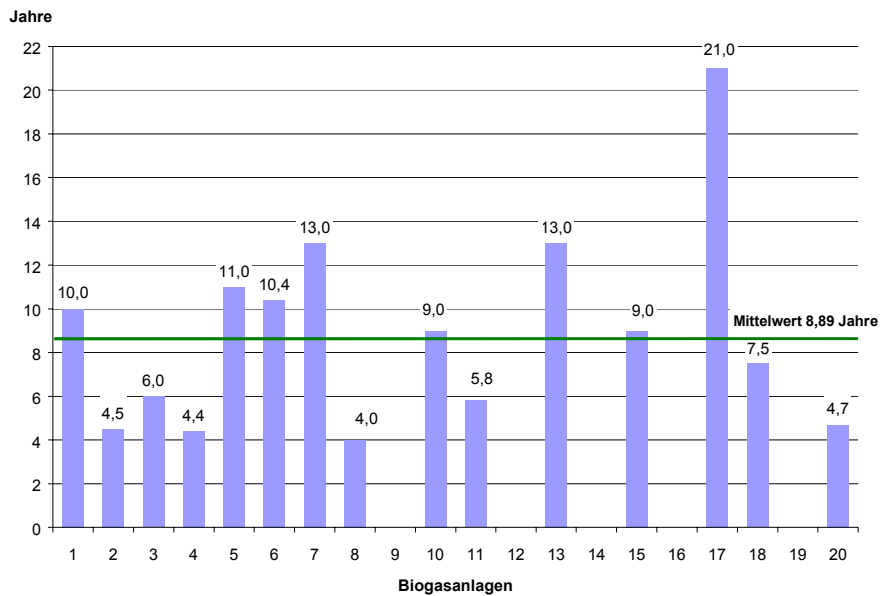


Für die Beurteilung einer Investitionsentscheidung und damit für die Sinnhaftigkeit einer Investition ist insbesondere die Amortisationszeit entscheidend. Die Amortisationszeit zeigt an, in welcher Zeit sich das eingesetzte Kapital refinanziert hat. In Abbildung 21 sind die Amortisationszeiten der untersuchten Biogasanlagen aufgeführt. Eine Amortisationszeit zwischen 4 und 6 Jahren kann für eine Investition als günstig betrachtet werden. Bei Amortisationszeiten von über 10 Jahren ist unbedingt das Gesamtkonzept zu überdenken bzw. das Management zu verbessern. Für so hohe Amortisationszeiten gibt es vor allem drei Gründe:

1. die Investitionskosten waren zu hoch,
2. die Anlage hat technische Mängel, weshalb keine ausreichende Stromproduktion möglich war,
3. es werden Kofermente eingesetzt, die bezahlt werden müssen.

Aus den Amortisationszeiten geht hervor, dass eine Förderung von 30 % für die landwirtschaftlichen Biogasanlagen durchaus notwendig ist. Ab Januar 2004 sollen neue Vergütungssätze innerhalb des EEG eingeführt werden. Die Rentabilität von Biogasanlagen wird sich dadurch verbessern.

Abbildung 20 Amortisationszeiten sächsischer Biogasanlagen



Zusammenfassung

Die Biogaserzeugung ist ein wichtiger Bestandteil der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Die Verfahrenstechnik der Stromerzeugung aus organischen Stoffen ist weitestgehend ausgereift. Die Anlagen können wirtschaftlich betrieben werden. Es gibt aber große Reserven bei der technischen Ausführung, der Prozessgestaltung und der Ökonomik.

Die größten technischen Schwierigkeiten sind beim BHKW zu verzeichnen. Die Entschwefelung ist bei geringem Aufwand technisch nicht vollständig gelöst. Die richtige Auslegung der Rührwerke beugt langen Reparaturzeiten vor.

Die Prozessbiologie wird von den Betreibern noch ungenügend beobachtet, „Fütterungsfehler“ sind die Ursache für Hemmungen des Prozesses. Die Auslastung der Anlagen, vor allem die Raumbe- lastung, muss unbedingt gesteigert werden.

Ist die Biogasanlage funktionsfähig wird ihre Wirtschaftlichkeit vor allem durch die Investitionskosten und die Kosten für die Kofermente beeinflusst.

Stand der Biogastechnik und zukünftige technische Entwicklungsmöglichkeiten

Prof. Dr.-Ing. Peter Weiland,

Institut für Technologie und Biosystemtechnik der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft

1 Einleitung

Der Produktion von Biogas hat sich für viele Landwirtschaftsbetriebe zu einem zusätzlichen wirtschaftlichen Standbein entwickelt, da mit der Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) die Wirtschaftlichkeit der Verstromung von Biogas nachhaltig verbessert wurde und die gesetzlich abgesicherte Preisgarantie für den eingespeisten Strom die notwendige Planungssicherheit liefert. Die Zahl der installierten Biogasanlagen hat daher in den letzten Jahren sprunghaft zugenommen und in diesem Jahr die Grenze von 2000 überschritten. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse einer bundesweit durchgeführten Evaluierung von neu errichteten Biogasanlagen wird nachfolgend der Stand der Technik dargestellt und auf zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten hingewiesen.

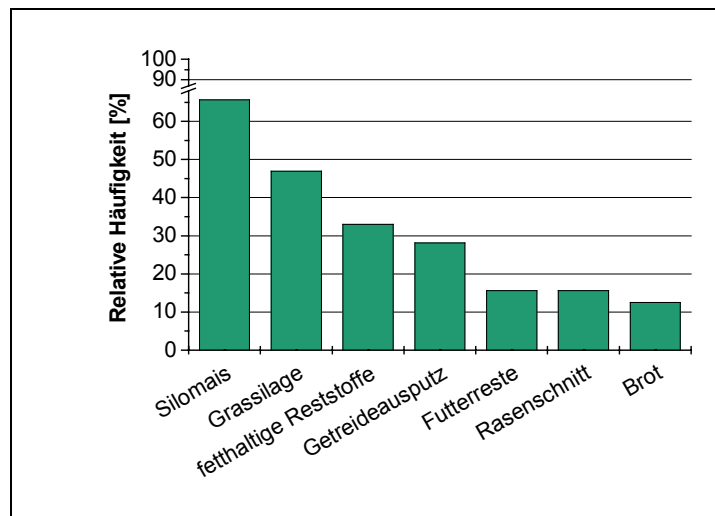
2 Stand der Biogastechnik

Der technische Stand von Biogasanlagen hat sich in den letzten Jahren rasant verändert, da neben außerlandwirtschaftlichen Kosubstraten zunehmend speziell angebaute Energiepflanzen verarbeitet werden und im Zuge des EEG und der Mineralölsteuerbefreiung von Biokraftstoffen neuartige Techniken zur Gasverwertung an Bedeutung gewinnen.

2.1 Substrate

Über 93 % der landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden derzeit als Kofermentationsanlagen betrieben. Als Grundsubstrat wird überwiegend Rindergülle eingesetzt, wohingegen Schweinegülle nur etwa halb so häufig Anwendung findet.

Bild 1 Relative Einsatzhäufigkeit wichtiger Kosubstrate



Über 30 verschiedene Abfälle aus der Lebensmittel- und Agrarindustrie sowie überlagerte Lebensmittel werden als Kosubstrate eingesetzt. Daneben spielen wirtschaftseigene Kosubstrate eine immer größere Rolle. In Bezug auf die Einsatzhäufigkeit nehmen die nachwachsenden Rohstoffe bereits heute eine Spitzenstellung ein. Silomais und Grassilage sind die bevorzugten Energierohstoffe, gefolgt von fetthaltigen Abfallstoffen, Getreideausputz, Futterresten und Rasenschnitt (Bild 1). Der Massenanteil der Kosubstrate am Anlageninput variiert zwischen 0,5 und 70 %; bei der Mehrzahl der Anlagen liegt der Anteil zwischen 10 und 25 %.

Die meisten konventionellen landwirtschaftlichen Nutzpflanzen sind für die Energiegewinnung geeignet, sofern die Ernte in einem Stadium erfolgt, in dem der Lignin- und Hemicelluloseanteil noch

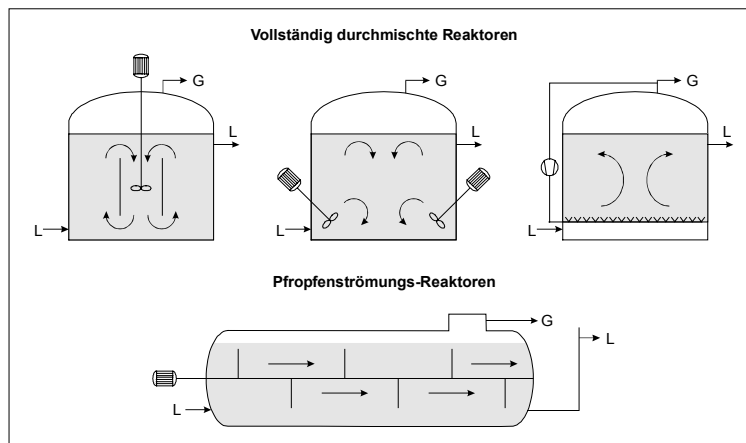
nicht stark ausgebildet ist. Der auf die organische Trockenmasse bezogene spez. Methanertrag von Wurzelfrüchten, Getreide und Grünpflanzen liegt zwischen 350 und 450 m³/t oTS, bei jedoch erheblichen Unterschieden in den Flächenerträgen.

Mais bringt einen hohen Flächenertrag bei gleichzeitig relativ hohen Produktionskosten. Betriebswirtschaftlich vorteilhaft ist eine ganzjährige Flächennutzung durch Anbau von mindestens zwei Kulturen, z.B. einer Winterzwischenfrucht mit nachfolgendem Anbau von Mais. Unter Kostengesichtspunkten ist eine Rationalisierung sämtlicher Produktionsschritte von der Saatgutwahl, über Aussaat, Beikrautregulierung, Bestandsstabilisierung bis hin zur Ernte erforderlich, da hohe Flächenerträge nicht automatisch einen ausreichenden Erlös über die Gasverwertung erbringen.

2.2 Vergärungsverfahren

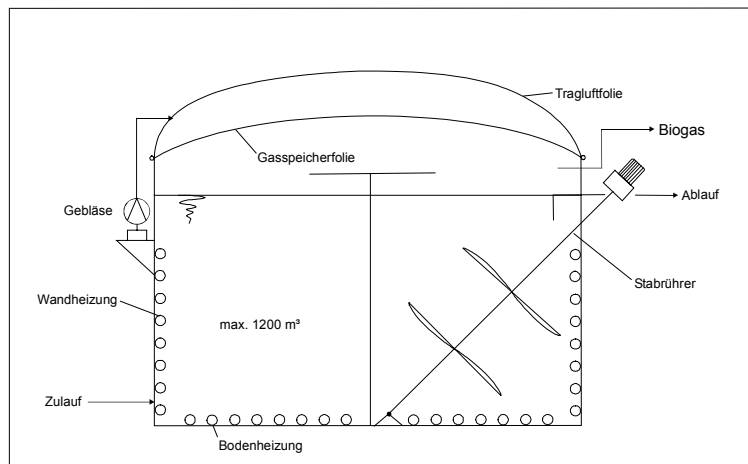
Für die Vergärung können je nach den Stoffeigenschaften der Substrate Nass- oder Trockenvergärungsverfahren eingesetzt werden. Bisher finden fast ausschließlich Nassvergärungsverfahren Anwendung, die überwiegend bei einem Trockensubstanzgehalt von 8-12 % TS betrieben werden. Die weite Verbreitung dieser Technik beruht darauf, dass sie für flüssige, pastöse und feste Substrate gleichermaßen einsetzbar ist, günstige Bedingungen für den Stoff- und Energieaustausch und die Gasentbindung vorliegen und konventionelle Pump- und Mischaggregate eingesetzt werden können. In über 80 % der Anwendungsfälle werden volldurchmischte stehende Reaktoren eingesetzt, die mechanisch oder pneumatisch durchmisch sind und in Stahl- oder Betonbauweise errichtet werden. Daneben finden vor allem bei kleineren Anlagen oder als erste Stufe einer mehrstufigen Anlage liegende Reaktoren mit horizontaler Rührwelle Anwendung, die sich durch eine höhere Feststoffverträglichkeit und ein pfropfenströmungsähnliches Verhalten auszeichnen (Bild 2).

Bild 2 Fermentertypen für landwirtschaftliche Biogasanlagen



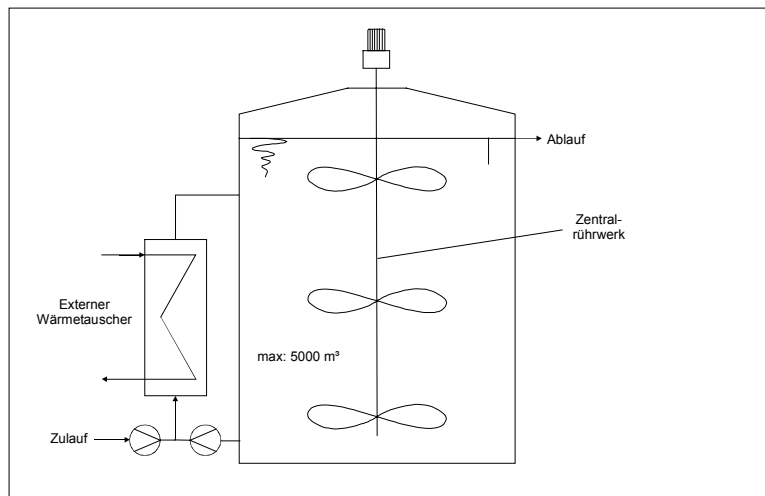
Stehende Fermenter werden bis zu einer Größe von ca. 1.200 m³ häufig mit einer Folienabdeckung versehen, die gleichzeitig als Gasspeicher dient. Anwendung finden Folienhauben mit fester Bedachung, mit Doppelfolie und Holzunterkonstruktion und mit steigender Tendenz Doppelfolien nach dem Tragluftprinzip, bei denen in den Gasraum zwischen Gasspeicherfolie und der Dachhaut mit einem Gebläse Luft eingetragen wird (Bild 3).

Bild 3 Fermenter mit Folienabdeckung nach dem Tragluftprinzip



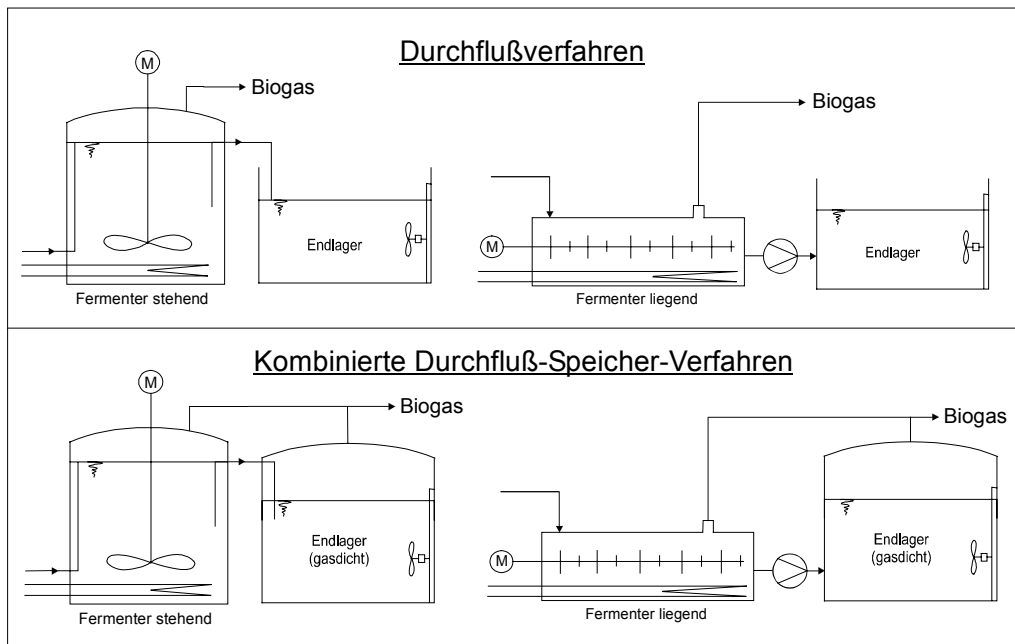
Nachteil dieser Konstruktion ist, dass derartige Fermenter nicht mit einem Zentralrührwerk ausgerüstet werden können, wie dies bei festen Behälterdecken üblich ist. Großfermenter mit einem Behältervolumen von bis zu 5.000 m³ sind stets mit einer festen Behälterdecke aus Stahl oder Beton und einem Zentralrührwerk oder einem pneumatischen Mischsystem ausgerüstet. Bei Reaktoren dieser Größe erfolgt der Wärmeeintrag stets über extern angeordnete Wärmetauscher. Zum Einsatz kommen vorzugsweise Spiralwärmetauscher, die verstopfungssicher sind und eine leichte Reinigung ermöglichen (Bild 4).

Bild 4 Großfermenter mit Zentralrührwerk und externem Wärmetauscher



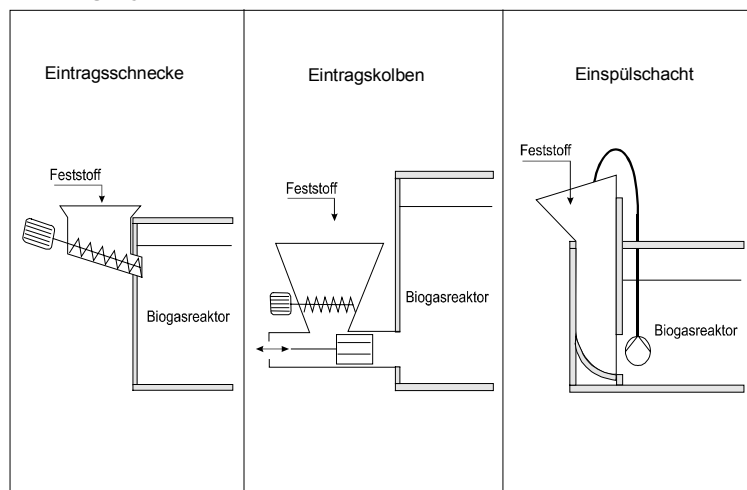
Hinsichtlich der Prozessführung kommen sehr vielfältige Konzepte in der Praxis zur Anwendung. Bundesweit werden über 60 % der neu gebauten Anlagen mit einstufiger Prozessführung betrieben und ca. 30 % zweistufig in Form einer Reaktorkaskade. Bei den zweistufigen Systemen ist die erste Stufe häufig als liegender Reaktor mit relativ kurzer Verweilzeit ausgeführt, so dass hier vorzugsweise die Verflüssigung und Versäuerung neben der Methanbildung erfolgt. Bundesweit sind bisher erst ca. 10 % der Anlagen mit einem gasdichten Lager ausgestattet; lediglich in der nordwestlichen Region liegt der Anteil bei ca. 30 %. Einige typische Verfahrenskonzepte zeigt Bild 5.

Bild 5 Charakteristische Verfahrenskonzepte landwirtschaftlicher Biogasanlagen



Trotz einer teilweisen Standardisierung einzelner Anlagenelemente weist nahezu jede Biogasanlage ein individuelles Anlagenkonzept auf, so dass keine Anlage der anderen gleicht. Für die Mitverarbeitung von nachwachsenden Rohstoffen werden zunehmend Direkteinbringssysteme eingesetzt, da das herkömmliche Vermischen der Feststoffe mit Gülle oder Prozessflüssigkeit in einer Vorgrube häufig zu Geruchsemissionen und einem erhöhten Energie- und Arbeitsaufwand führt. Der Direkteintrag erfolgt über Schnecken, Eintragskolben oder über einen Eintragschacht, wobei zur Lagerung, Homogenisierung und Zerkleinerung häufig Futtermischwagen eingesetzt werden, die eine exakte Beschickung mit genauer Erfassung der Mengen ermöglichen (Bild 6).

Bild 6 Direkteintragungssysteme für feste Substrate

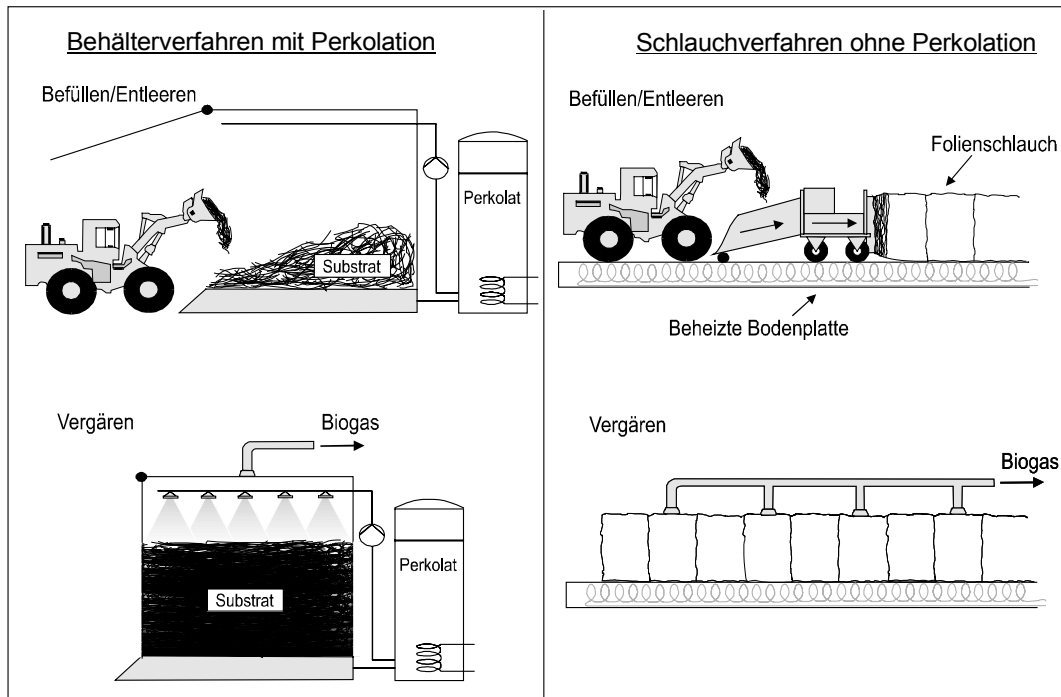


Mit dieser Technik kann der tägliche Arbeitsaufwand erheblich reduziert und eine gleichmäßige Belastung der Anlage erzielt werden. Einspülsysteme können jedoch zu Geruchsemissionen führen und sollten möglichst nur für pastöse oder klebrige Kosubstrate eingesetzt werden, für die Schnecken- oder Kolbensysteme nur bedingt geeignet sind.

Trockenvergärungsverfahren, die bei Trockensubstanzgehalten von 20-35 % TS betrieben werden, ermöglichen eine direkte Verarbeitung von Trockenkot und nachwachsenden Rohstoffen ohne die Zumischung von Flüssigkeit. Aus Kostengründen kommen nur diskontinuierliche Verfahren für den Landwirtschaftssektor in Frage, bei denen das Substrat erst nach Beendigung der Gasbildung aus dem Fermenter entnommen wird (Bild 7). Diese Verfahren sind noch nicht in der Praxis etabliert sondern werden vorerst in wenigen Pilot- und Praxisanlagen erprobt.

Bei den Perkolationsverfahren wird der Feststoff in einer gasdichten, garagenförmigen Kammer zunächst kurzzeitig belüftet, um durch aerobe Abbauvorgänge das Material auf eine Prozessstemperatur von ca. 35 °C anzuheben und die Säurebildung zu intensivieren.

Bild 7 Verfahren zur Trockenfermentation



Durch Besprühen des Gärguts mit der bakterienhaltigen Perkolationsflüssigkeit wird das Substrat angeimpft und gleichmäßig befeuchtet, so dass nach 4-6 Wochen der Gasbildungsprozess abgeschlossen ist und der Gärrückstand nach kurzzeitiger Belüftung entnommen werden kann. Eine besonders einfache Verfahrensvariante stellt das von der Sächsischen Landesanstalt für Landwirtschaft erprobte Schlauchverfahren dar, das als Reaktor einen Folienschlauch nutzt, der maschinell mit einer Mischung aus Substrat und bereits ausgefaultem Material gefüllt wird. Der Folienschlauch wird zur Temperierung auf einer beheizten Bodenplatte gelagert und während der Vergärung mit einer Isolierschicht versehen. Aufgrund der spezifischen Prozessbedingungen sind Fermentationszeiten von meist mehr als 2 Monaten erforderlich.

2.3 Gasnutzung

Infolge des EEG erfolgt die Verwertung des Gases fast ausschließlich durch kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung in sog. Blockheizkraftwerken. Die erzeugte Elektroenergie wird meist vollständig in das Netz des örtlichen Energieversorgers eingespeist und die anfallende Wärme zur Fermenter- und Gebäudebeheizung genutzt.

Bei der Biogasverwertung kommen bis in den Leistungsbereich von ca. 200 kW vorzugsweise Diesel-Zündstrahlmotoren und im höheren Leistungsbereich überwiegend Gas-Otto-Motoren zum Einsatz. Beide Systeme zeichnen sich durch einen hohen elektrischen Wirkungsgrad aus (Tabelle 1).

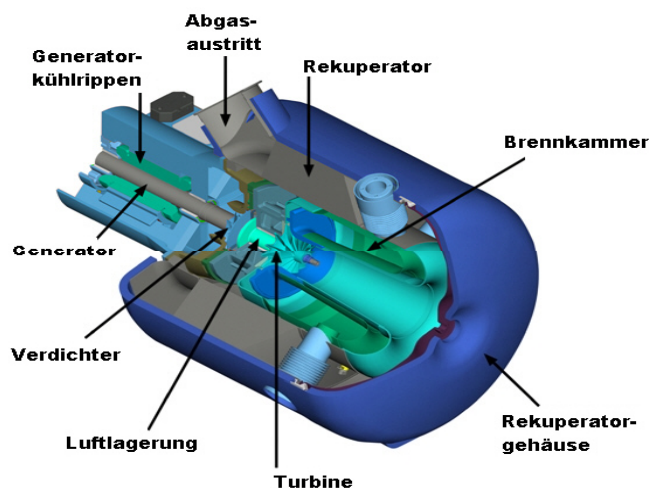
Tabelle 1 Biogasmotore und deren Merkmale

Merkmal	Benzinmotor Gas-Otto	Dieselmotor Zündstrahl	Dieselmotor Gas-Otto
Wirkungsgrad [%]	22 - 27	30 - 37	28 - 35
Lebensdauer	niedrig	mittel	hoch
Wartungsbedarf	hoch	hoch	niedrig
Invest.-Kosten	niedrig	mittel	hoch
Leistungsklasse [kW]	5 - 30	30 - 200	> 200

Vorteil des Zündstrahlprinzips ist, dass Schwachgase mit geringem Methangehalt sicher gezündet werden können und durch reinen Zündölbetrieb die zum Anfahren der Anlage benötigte Wärme bereitgestellt werden kann. Hauptproblem von Zündstrahlmotoren sind die hohen Stickoxid- und Partikelemissionen. Bei den Gasmotoren handelt es sich um Maschinen, die speziell für den Gas-einsatz entwickelt wurden und daher im Vergleich zu Zündstrahlmotoren eine höhere Standfestigkeit und Lebensdauer aufweisen.

Bisher erst vereinzelt im Einsatz sind Mikro-Gasturbinen, die sich durch wenig bewegte Teile und folglich durch einen wartungsarmen Betrieb auszeichnen. Bei diesen einstufigen Arbeitsmaschinen sind Verdichter, Turbine und Generator auf einer gemeinsamen Welle montiert (Bild 8).

Bild 8 Mikrogasturbine (System Capstone)



Das System benötigt keine Betriebsmittel, wie Öl und Kühlwasser und zeichnet sich durch niedrige Schall- und Abgasemissionen aus. Die sehr niedrigen Abgasemissionen ermöglichen den Einsatz des Abgases z. B. zur Futtermittel-trocknung oder zur CO₂-Düngung von Pflanzen im Unter-Glas-Anbau.

3 Technische Entwicklungsmöglichkeiten

Trotz der erheblichen Fortschritte, die in den letzten Jahren auf dem Gebiet der Biogaserzeugung und Nutzung erzielt wurden, stehen wir erst am Anfang einer Entwicklung, die in den kommenden Jahren noch viele interessante Innovationen verspricht. Die zukünftigen Entwicklungen zielen vor allem darauf hin, die Wirtschaftlichkeit zu verbessern und neue Einsatzbereiche zu erschließen.

Die Forschung konzentriert sich derzeit auf die:

- Züchtung hochertragreicher Energiepflanzen und Erprobung neuer Anbaumethoden
- Automatisierung der Anlagentechnik
- Verminderung der Emission von Biogasanlagen und BHKW's
- Erschließung neuer Verwertungswege für Biogas.

Der Einsatz nachwachsender Rohstoffe wird weiter zunehmen, da vor allem auf dem Gebiet des Energiefarmings noch erhebliche Entwicklungspotentiale bestehen, die zur Verbesserung der Flächenproduktivität, der Energiebilanz und der damit verbundenen Wirtschaftlichkeit führen. Ein Beispiel dafür ist der auf Energieertrag optimierte Mais, dessen Ertragserwartung bei 30 t TM/a liegt und damit herkömmlichen Futtermais um mehr als das 2-fache übertrifft. Mit dem Energiefarming werden sich neue Anbaumethoden, z.B. Zweikulturnutzungssysteme durchsetzen, die hohe Flächenenerträge bei gleichzeitiger Auflockerung der Fruchtfolgen ermöglichen.

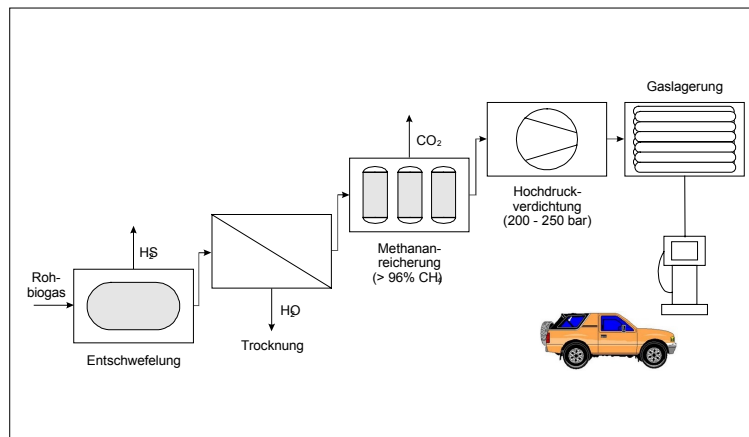
Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, aber auch aus Gründen der Prozessstabilität und Funktionssicherheit werden Prozessüberwachungsmaßnahmen zukünftig stark an Bedeutung gewinnen. Für die Prozesskontrolle eignen sich verschiedene Parameter der Flüssig- und Gasphase, die insbesondere durch Verknüpfung wichtige Prozessinformationen liefern. So ermöglicht die Messung der Konzentration und des Spektrums der kurzkettigen Fettsäuren zusammen mit der Kalkreserve eine sichere Beurteilung des Prozesszustands. Bisher fehlen lediglich robuste Sensoren, die eine sichere online-Erfassung ermöglichen. Ferner bietet die Analyse der Gasphase vielfältige Möglichkeiten Veränderungen im Prozess frühzeitig zu erkennen und über ein Expertensystem geeignete Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Derzeit bundesweit durchgeführte Untersuchungen an über 60 Biogasanlagen zeigen, dass in den meisten Anlagen noch eine erhebliche Verbesserung der Gasausbeute möglich ist, sofern die hierfür erforderliche Prozesskontrolle verfügbar ist.

Intensiv wird derzeit bereits an der Verminderung von Geruchs- und Abgasemissionen von Biogasanlagen gearbeitet. Von der Minderung der Geruchsemissionen hängt langfristig die Akzeptanz von Biogasanlagen ab, die für den beschleunigten Ausbau der Biogastechnik eine wichtige Voraussetzung ist. Ein Beispiel hierfür sind die Bemühungen von Folienherstellern, die Gasundurchlässigkeit von Gasspeichern und Fermenterabdeckungen zu verbessern sowie die Anstrengungen der Motorenbauer, die Ruß- und NO_x-Emissionen von Zündstrahlmotoren zu vermindern.

Die weitreichendsten Entwicklungstendenzen zeichnen sich auf dem Gebiet der Gasnutzung ab. Dabei spielt die Gasaufbereitung auf Erdgasqualität eine zentrale Rolle, da hiermit sämtliche für Erdgas entwickelten Techniken und Verwertungsformen unmittelbar nutzbar werden. Mit der Steuerbefreiung biogener Kraftstoffe hat die Verwendung von Biogas als Kraftstoff im mobilen Bereich eine steigende Bedeutung erlangt. Bereits im kommenden Jahr werden die ersten beiden Biogastankstellen in Deutschland eröffnet. Die erforderlichen Techniken zur Entschwefelung, Trocknung, Partikelabscheidung und Methananreicherung sind weitgehend Stand der Technik und müssen lediglich an die Verarbeitungskapazitäten von Biogasanlagen angepasst werden (Bild 9). Neben Wasserstoff stellt Biogas den derzeit umweltfreundlichsten Kraftstoff dar.

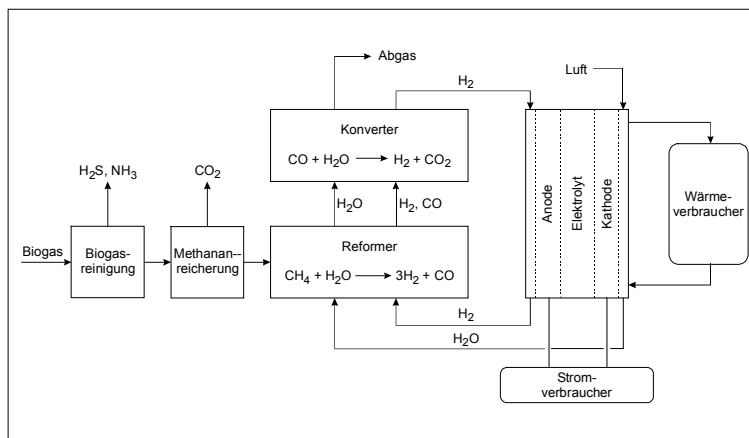
Neben der unmittelbaren Nutzung von Biogas als Kraftstoff besteht zukünftig auch die Möglichkeit, Biogas über die GTL-Technologie zu einem Dieselmotorkraftstoff hoher Qualität (Sunfuel) umzuwandeln. Der Verfahrensweg ist einfacher als bei der jetzt im Pilotmaßstab erprobten Feststoffvergasung. Die erforderliche Reformierung sowie die Fischer-Tropsch-Synthese sind Stand der Technik und müssen lediglich an die Kapazität von Vergärungsanlagen angepasst werden.

Bild 9 Aufbereitung von Biogas für den mobilen Bereich



Für die kombinierte Kraft-Wärme-Erzeugung werden zukünftig Brennstoffzellen zur Schlüsseltechnologie, da hiermit hohe elektrische Wirkungsgrade, ein nahezu emissionsfreier Betrieb und die Bereitstellung von Wärme auf verschiedenen Temperaturniveaus möglich wird. Eine erste Erprobung im Pilotmaßstab erfolgt derzeit an der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) in Kooperation mit der Fa. farmatic biotech energy ag. Voraussetzung für den Betrieb der Brennstoffzelle ist eine weitgehende Entfernung von Katalysatorgiften, wie H_2S und NH_3 , die Anreicherung von Methan auf über 96 Vol.-% und die Umwandlung von Methan in Wasserstoff durch Dampfreformierung. Die wesentlichen Verfahrensschritte zeigt Bild 10.

Bild 10 Brennstoffzelle mit vorgeschalteter Biogasaufbereitung



Für einen flächendeckenden Einsatz von Biogasanlagen unter Nutzung der verfügbaren landwirtschaftlichen und industriellen Nebenprodukte und Abfälle sowie speziell angebaute Energiepflanzen sind in Deutschland 30.000-40.000 Biogasanlagen erforderlich. Der Vergleich mit dem gegenwärtigen Bestand in Höhe von ca. 2.000 Anlagen macht deutlich, dass wir uns erst am Anfang einer spannenden Entwicklung befinden.

Entscheidend für die zukünftige Entwicklung sind die Rahmenbedingungen, unter denen Biogas erzeugt wird. Der Marktdurchbruch der erneuerbaren Energieproduktion sowie die angestrebte 25-ige Reduktion der CO_2 -Emissionen bis 2005 gegenüber 1990 ist nur erreichbar, wenn staatliche Instrumente, wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz und einzelne Förderprogramme an den realen Bedürfnissen der Praxis ausgerichtet werden. Von der Novellierung des EEG hängt die zukünftige Entwicklung der Biogastechnik und -nutzung entscheidend ab. Bei den derzeit gültigen Vergütungssätzen können kleine Biogasanlagen und Anlagen die nachwachsende Rohstoffe verarbeiten in der Regel nicht wirtschaftlich betrieben werden. Der zur Novellierung des EEG am 12.08. 2003

vorgelegte Referentenentwurf sieht differenzierte Vergütungssätze je nach Substratherkunft und Anlagenleistung vor (Tabelle 2).

Tabelle 2 Vergütungssätze gemäß EEG-Referentenentwurf vom 12.08. 2003

Anlagenleistung	Stromvergütung [€-Cent/kWh]	
	wirtschaftseigene Stoffe	organische Reststoffe
bis 75 kW	15,0	12,5
bis 200 kW	14,0	11,5
bis 500 kW	12,4	9,9
bis 5 MW	8,9	8,9

Eine solche differenzierte Vergütung, die der Verarbeitung wirtschaftseigener Stoffe den Vorrang gegenüber der Mitverarbeitung außerlandwirtschaftlicher Abfallstoffe gibt, wird einen Marktanzreiz für den Anbau nachwachsender Rohstoffe auslösen und zu einem beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion beitragen. Von der sachgerechten Umsetzung der EEG-Novelle in die gesetzliche Regelung hängt es ab, ob sich der Energiewirt zu einem eigenständigen Berufsfeld entwickelt und die Biogastechnik ein innovativer Wachstumsmarkt bleibt.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Biogasproduktion stellt eine der interessantesten Möglichkeiten zur energetischen Nutzung von Biomasse dar, da das produzierte Gas auf vielfältige Weise energetisch genutzt werden kann und die in den Ausgangssubstraten enthaltenen Nährstoffe nicht nur erhalten bleiben, sondern in ihrer Düngewirkung sogar verbessert werden. Derzeit dominiert die Nassvergärung mit anschließender motorischer Verwertung des Gases zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung. In Zukunft gewinnen neue Technologien zur Vergärung und weitergehenden Gasaufbereitung an Bedeutung, da hiermit das Spektrum der Einsatzmöglichkeiten der Substrate und des produzierten Biogases erheblich erweitert werden kann. Beispiele hierfür sind die Entwicklung von Trockenvergärungsverfahren, die Nutzung von Biogas als gasförmiger Kraftstoff, der Einsatz von Brennstoffzellen oder die Umwandlung von Biogas in einen flüssigen Kraftstoff. Sowohl im Hinblick auf die Nutzung der Substrate als auch im Hinblick auf die Verwertung des Gases befinden wir uns erst am Anfang einer Entwicklung, die noch eine spannende Zukunft verspricht.

Erfahrungen mit der Organisation von Interessengemeinschaften im Bereich der Biogasproduktion in der Schweiz

*Dipl. Ing Thomas Böhni ,
Energie & Umwelt GmbH*

Einleitung:

In der Schweiz sind zur Zeit 68 Biogasanlagen kombiniert mit einer Wärme-Kraftkopplung in Betrieb. Die Stromproduktion beträgt 3000 MWh Strom und 3800 MWh genutzte Wärme.

1990 waren es noch 102 Anlagen. 34 Anlagen wurden somit stillgelegt. In der Schweiz gab es zwischen 1978 und 1983 einen Biogasanlagenboom. Es entstanden vorwiegend kleinere Anlagen (40 – 150 Biogasanlagen / Tag). Diese sind in der Zwischenzeit erneuerungsbedürftig. Da diese für den wirtschaftlichen Betrieb zu klein sind, werden diese teilweise stillgelegt. Deshalb hat sich die Anlagenzahl in den letzten Jahren verkleinert. Dies hat dazu geführt, dass in der Schweiz sich die Meinung breit gemacht hat, dass Biogasanlagen zu teuer, nicht wirtschaftlich und zu betreuungsintensiv sind. Diese Vorurteile halten sich hartnäckig vor allem bei Entscheidungsträgern aus der Landwirtschaft.

Daran konnte auch das kleine Förderprogramm (Energie 2000; von 1990 - 2000) des Bundesamtes für Energie anfangs nichts ändern. Erst nachdem in der Schweiz ein neuer Biogasantyp (die Kompakt-Biogasanlage) eingeführt und die Gründung einer Vermarktungsgenossenschaft für Ökostrom aus Biogas gegründet wurde, entstand 1998 ein neuer Boom.

Die Kompakt-Biogasanlage:

Die Kompakt-Biogasanlage wird in der Schweiz von der Firma Böhni Energie und Umwelt GmbH sowie von der Firma Genesys GmbH gebaut. Der Name Kompakt-Biogasanlage widerspiegelt die kompakte Bauweise (10 x 13 m), die zentrale Überwachungsmöglichkeit und das Baukastensystem. Die Anlage ist als Bausatz erhältlich und kann in einem Zeitraum von 3 Monaten errichtet werden. Dazu wird ein umfangreiches Selbstbauhandbuch geliefert.

Da die Schweiz eher kleinräumig ist und die landwirtschaftlichen Betriebe im europäischen Vergleich auch eher klein sind, werden sämtliche Anlagen immer in Kombination mit der Verwertung von Co-Substraten betrieben. Dabei zeigt sich, dass bei einem Beschickungsverhältnis 70 % Gülle und 30 % Co-Substrate ein Gasertrag im umgekehrten Verhältnis entsteht. Diese notwendige Kombination Güllevergärung und Vergärung von Co-Substraten unter Einhaltung hoher hygienischer Ansprüche bedingt, dass die Anlagen insgesamt einen hohen Standard erfüllen müssen und die Betreiber sich zu ausgewiesenen Biogasfachleuten entwickeln müssen.

Um diese erhöhten Anforderungen zu erfüllen haben sich in der Schweiz drei Anlagentypen etabliert.

- | | |
|--------------------------------|--|
| 1. Norm-Kompakt-Biogasanlage | (Verwertung von Gülle/Mist und einfachen Co-Substraten) |
| 2. Gastro-Kompakt-Biogasanlage | (Verwertung von Gülle/Mist und Gastroabfällen) |
| 3. Regio-Kompakt-Biogasanlage | (Verwertung von Gülle/Mist und Grünabfällen aus den Gemeinden) |

Zu diesen drei Anlagentypen wurde im Auftrag vom Bundesamt für Energie ein entsprechendes Video erstellt, welches die drei Anlagentypen aufzeigt.

Bild 1 zeigt eine Gastro-Anlage zur Wiederverwertung von Speiseresten aus der Gastronomie, Bild 2 den Technikraum einer Regionalanlage zur Verwertung von Grünabfällen aus der Region in Kombination mit einer Kompostierung.

Bild 1 Biogasanlage Eugster Leukerbad



Bild 2 BHKW im Technikraum der Anlage Ott



Die neu erstellten Biogasanlagen vom Typ „Kompakt-Biogasanlage“ sowie einige sanierte, erweiterte Altanlagen produzieren heute ca. 80 % der gesamten Biogasmenge in der schweizerischen Landwirtschaft. Anzahl mäßig sind dies lediglich 11 Neuanlagen.

Diese Neuanlagen bewirkten, dass in den letzten drei Jahren die Ziele von Energie 2000 (Förderprogramm 1300 MWh) trotzdem erreicht werden konnten. Zur Zeit sind weitere 10 Anlagen im Bau- bewilligungsverfahren.

Genossenschaft Ökostrom-Schweiz zur gemeinsamen Vermarktung von Ökostrom aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen:

Die Genossenschaft Ökostrom – Schweiz ist ein Zusammenschluss von verschiedenen Biogasanlagenbetreibern.

Zurzeit sind 16 Lieferanten von der Westschweiz bis zum Bündnerland dabei. Diese 16 Betreiber produzieren ca. 90 % der gesamten Biogasmenge in der Schweiz.

Der Ökostrom wird vorwiegend durch landwirtschaftliche Biogasanlagen produziert (siehe Beispiel unter www.loorenhof.ch) Diese dezentralen „Kleinkraftwerke“ verarbeiten einerseits die Gülle vom hofeigenen Betrieb und entsorgen andererseits die Grünabfälle (Rasenschnitt, Küchenreste, Abfälle von Lebensmittelbetrieben etc.) aus den umliegenden Gemeinden. Mit dem daraus gewonnenen Biogas wird eine sogenannte Wärme-Kraft-Kopplungsanlage betrieben, welche Wärme und Strom für den Betrieb produziert. Der Überschussstrom (ca. 2/3) wird jeweils ins örtliche Netz eingespeist und steht als Ökostrom zur Verfügung.

Die Genossenschaft Ökostrom - Schweiz hat nun das Ziel die Entwicklung der Schweizer Biogaszene im Bereich Landwirtschaft durch die gemeinsame Vermarktung von Ökostrom sowie durch gemeinsames Marketing und Lobbyarbeit auf privatwirtschaftliche Basis voranzutreiben.

Dabei arbeiten einige der Mitglieder als Vertreter der landwirtschaftlichen Biogasszene in nationalen Gremien. So zum Beispiel im Bereich Raumplanung, Hygienestandards, Ansprechpartner für Gemeinden etc..

In den letzten drei Jahren konnte eine Vollvermarktung von Ökostrom aus Biogas sichergestellt werden. Durchschnittlich konnte ein Preis von ca. 15 Cent/kWh erzielt werden. Insgesamt wurden im Jahre 2002 2400 MWh erfolgreich vermarktet. Dieser Erfolg spornt uns an, bedingt aber immer wieder die Suche nach neuen Absatzmöglichkeiten sowie den steten weiteren Ausbau vom allgemeinen Engagement in diesem Bereich. Dazu gehört zum Beispiel auch die Zertifizierung sämtlicher Anlage gemäss TÜV 1303.

Weitere Infos zu Ökostrom finden Sie im Internet unter: www.oekostrom-ch.ch

Trend:

Erste Erfahrungen konnten auch im Bereich Ökostrommix-Vermarktung gesammelt werden. Dabei wurde ein Mixangebot von 80 % landw. Biogasstrom und 20 % Solarstrom angeboten.

Organisation und Struktur der Schweizer Biogasszene Landwirtschaft

Übergeordnete Arbeiten: Pilot und Demonstrationsprojekte; Marktbearbeitung

- Das Bundesamt für Energie (BFE) ist zuständig für die Förderung im Bereich Pilot- und Demonstrationsprojekte (Ansprechperson Herr Bruno Guggisberg).
- Die Firma Basler und Partner ist zuständig für Öffentlichkeitsarbeit im Auftrag vom BFE (Ansprechperson Herr Angele).
- Der Schweizerische Verband für Landtechnik (SVLT) vertritt die Interessen der Schweizer Landwirtschaft (Ansprechperson Herr J. Fischer).

Planung und Bau von Biogasanlagen:

- Böhni Energie & Umwelt GmbH: Planung und Bau von Kompakt-Biogasanlagen in der Zentral- und Ostschweiz
(Kontaktperson Th. Böhni; www.energieundumwelt.ch)
- Genesys GmbH: Planung und Bau von Kompakt-Biogasanlagen in der Zentral- und Ostschweiz
(Kontaktperson D. Ruch; www.genesys-gmbh.ch)
- INES Ingenieurbüro: Planung und Bau von Kompakt-Biogasanlagen in der Westschweiz
(Kontaktperson B. Liesch; www.ines-energy.ch)

Biogasanlagenbetreiber

- Fam. Flach: Anlagenbetreiber einer Norm-Kompakt-Biogasanlage
(Kontaktperson H. und Ch. Flach; www.loorenhof.ch)
- Fam. Eugster: Anlagenbetreiber einer Gastro-Kompakt-Biogasanlage
(Kontaktperson M. Eugster)
- Fam. Ott: Anlagenbetreiber einer Regio-Kompakt-Biogasanlage
(Kontaktperson J. Ott)

Vermarktungsebene:

- Genossenschaft Ökostrom-Schweiz:
Vermarktungsorganisation für Ökostrom aus der Landwirtschaft
(Kontaktperson H.P. Neukomm und Th. Böhni; www.oekostrom-ch.ch)
- H.P. Neukomm:
Erbauer eines voll funktionsfähigen Kompakt-Biogasanlagenmodells
dient Werbezwecken für die gesamte Schweiz.
- Beispiel für einen Grossabnehmer: www.axpo.ch

Highlights im Jahre 2001 / 2002:

Auszeichnung mit dem „Güllenoskar“ Innovationspreis vom Land Baden Württemberg:

Die besondere Qualität der Düngererde aus der Regio-Kompakt-Biogasanlage der Fam. Grossenbacher wurde als besonders gut vermarktbare Endprodukt ausgezeichnet.

Die Böhni Energie & Umwelt GmbH wird mit dem nationalen Förderpreis der MUT-Stiftung für besondere Leistungen und Innovationen in der Landwirtschaft ausgezeichnet.

Die Mini-Kompakt-Biogassanlage (Modell) wird im Jahre 2002 zum erstenmal in 10 Schweizer Städten dem allgemeinen Publikum vorgestellt.

Praktische Erfahrungen mit dem Betrieb von Biogasanlagen und der Gründung einer Interessengemeinschaft im Osterzgebirge

*Dipl. Ing. agr. Christian Schulze,
Unternehmensberatung Brand-Erbisdorf/Langenu*

1 Die Interessengemeinschaft (IG)

Bei der Investitionsvorbereitung der Biogasanlage in Clausnitz wurden zunächst „Komplexangebote“ eingeholt. Diese Angebote hatten folgende Mängel:

- Es fehlten oft ganze Leistungsgruppen wie Bauleistungen für Erdbau/Gebäude/Gräben/Energieeinspeisung/Anbindungen.
- Die Preise waren als eine Endsumme oder pauschal in großen Preisgruppen unübersichtlich gestaltet.
- Die Leistungsbeschreibung war lückenhaft und unkonkret.
- Vorhandene Rentabilitätsrechnungen waren unvollständig und fehlerhaft mit geschönten Erlösberechnungen.
- Alle Angebote glichen sich insofern, dass sich die angebotenen hohen Investitionskosten negativ in unseren Rentabilitätsberechnungen auswirkten und dadurch „rote Zahlen“ in der Gewinnposition erschienen.

Die angebotenen Investitionskosten variierten von 822.000 EUR bis 1,5 Mio. EUR. Es entstand beim Investor der Eindruck, dass der BGA – Hersteller die Förderung (30% Schulderrlass) haben wollte. Aus diesen Erwägungen heraus setzten sich die drei Partner

- Agrar Genossenschaft „Bergland“ Clausnitz eG
- Ingenieur - Büro Ratzka
- SAWI GmbH Brand-Erbisdorf

zusammen, um neue Wege zu suchen. Als Ziele wurden definiert:

- Errichtung einer BGA nach modernstem technischen Stand
- Material und Ausrüstung soll aus hochwertigen Stoffen bestehen
- Servicefreundlichkeit und Automatisierung des Betriebes
- leichte Handhabung der Beschickung durch den Landwirt
- geringe Investitionskosten als Voraussetzung für eine hohe Rentabilität
- Übernahme von unbaren Eigenleistungen durch den Bauherrn (Rohrleitungsbau, Dämmung von Fermentern und Vorgrube, Mittelsäule und Verspannung, Abdeckung der Vorgrube, Montage eines Futtermischwagens als Feststoffdosierer, Heizung)

Um diese anspruchsvollen Ziele zu erreichen, wurden folgende Wege beschritten:

- Intensive Beschäftigung mit der Theorie der Biogaserzeugung in Literatur / Fachzeitschriften / Biogastagungen
- Anfertigung eigener Modellrechnungen zu Rentabilitätsfragen mit Vergleichen zu Rechenschemen anderer Institutionen
- umfangreicher Besuch von Biogasanlagen in fast allen Bundesländern und Erfahrungsaustausch mit den Betreibern

Man war sich dann schnell einig, die Baugruppen genau zu definieren und auszuschreiben. Die Interessengemeinschaft kam am 12. April 2001 erstmalig zusammen.

2 Biogasanlagengestaltung

- Festlegungen von Verfahrensabschnitten:

Alle Mitglieder der Interessengemeinschaft kamen im Zeitraum des Jahres 2001 in 6 Monaten fast wöchentlich zu einer festgesetzten Zeit zusammen und wählten sorgfältig die in den Anlagenbesuchen als günstig erscheinenden und von Anlagenbetreibern empfohlenen Lösungsvarianten aus. Daraus resultierten 12 Baugruppen, die je in sich geschlossen mit genau definierten Schnittpunkten zu den anderen, folgende Anforderungen erfüllen mussten:

1.0 Baugruppe – „Reaktoren“:

Anforderungen:	funktionell erprobt, einfache Bauweise, preisgünstig
Auswahl erfolgte:	in Ort-Stahlbeton/Ausführung mit relativ hohem Eigenleistungsanteil für Wärmedämmung und Verkleidung, jedoch ohne Stahlbetondecke zur späteren Erdschlammabeseitigung
Besonderheiten:	geneigte Bodenplatte mit Schlammabzugsvorrichtung aus Edelstahl mit Dach-Unterkonstruktion in Edelstahlausführung, 2 Reaktoren im Nacheinanderbetrieb zur besseren Funktionssicherheit der Gesamtanlage, plastbeschichteter Gasraum

2.0 Baugruppe – „Gaslagererstellung“:

Auf den Reaktoren befindet sich das Gaslager in Form einer Doppelfolienausbildung. Die Wetterschutzhaube ist ständig straff. Darunter bewegt sich die Gashaube entsprechend dem Gasanfall. Ein Volumen von ca. 600 m³ kann damit leicht geschafft werden. Ein weiterer Vorteil besteht darin, durch Zurückschlagen beider Hauben ein schnelles und großflächiges Öffnen der Reaktoren zu ermöglichen. Alle Teile sind aus Plast und Edelstahl gefertigt.

3.0 Baugruppe „Vorgrube“:

Nach intensiver Beratung fiel die Wahl auf die Errichtung einer Vorgrube, in welcher Anmischprozesse, Vorimpfungen, Vorerwärmungen und kleine Beschickungsintervalle möglich werden.
Der besondere Vorteil: Erdstoffe und Steine gelangen nicht in die Reaktoren. So sammeln sich im Verlauf eines halben Jahres etwa 0,5 m³ dieser Stoffe in der Vorgrube an, die unproblematisch entfernt werden können. Teilweise wurden bereits die Pumpen gehoben, um das Absetzen der Fremdstoffe noch besser gewährleisten zu können.

4.0 Baugruppe „Pumpen und Leitungen“:

Als Ziel war gesetzt, keine Tiefbauteile aus Arbeitsschutzgründen zur Pumpenaufstellung zu erhalten. Das führte zur Wahl von selbstansaugenden Verdrängerpumpen in ebenerdiger Anordnung. Alle Leitungen sind so verbunden, dass alle möglichen Wege geschaltet werden können und trotzdem eine Automatisierbarkeit gegeben ist.

5.0 Baugruppe „Rührwerke“:

Hier fiel die Wahl auf ein speziell für Biogasanlagen entwickeltes Rührwerk, den „Biobull“. Er gewährleistet, dass aufschwimmende Feststoffe immer wieder nach unten gedrückt werden. Alle Serviceanforderungen sind außerhalb des Reaktors zu bewerkstelligen. Durch Frequenzumrichter sind geringere Energieleistungen erforderlich. Der Rührbetrieb ist mit der Reaktorbeschickung automatisiert und praktisch bedienfrei. Der Rührbetrieb läuft langsamlaufend bei 40 U/min. Das ist schonend für die Biologie und sichert trotzdem eine intensive Durchmischung.

6.0 Baugruppe „BHKW“:

Nach sehr intensiver Auswahl fiel die Wahl auf „Gas-Otto-Motoren“. Zu den BHKW mit Zündstrahltechnik ergaben sich doch einige Vorteile, die hier aber nicht näher diskutiert werden sollen. Das würde den Rahmen des Vortrages sprengen.
Den Zuschlag erhielt das Fabrikat „Caterpillar“, nicht zuletzt aufgrund der robusten Bauweise, der guten Reverenzen, des Preises und der Servicenähe des Lieferers, nicht zuletzt auch wegen der großen Erfahrungen mit der Verbrennung von Deponiegas.

7.0 Baugruppe „Gas- / Heizanlage“:

Die Ausführung ist von jeder fachlich guten Firma des Territoriums möglich. Die Heizleitungen in den Reaktoren und der Vorgrube sind aus Edelstahl gefertigt.
Eine Automatisierung ist gegeben. Eine Gasfackel wird für Havariezwecke und zum Schutz der Nachbarschaft immer errichtet, denn:
Biogas riecht selbst in kleinen Mengen sehr intensiv !

8.0 Baugruppe „Bauleistungen“:

Gerade bei dieser Baugruppe können Eigenleistungen in hohem Umfang erbracht werden, die in der Regel auch genutzt wurden. Als vorteilhaft stellte sich heraus, wenn ein Baubetrieb fachlich präsent war und die Anleitung in Form von „Regiebauleistungen“ übernahm.

9.0 Baugruppe „Elektroleistungen“:

Hier stand die Aufgabe, alle Prozesse mittels einer sogenannten „SPS“ zu programmieren und in einem Automatikbetrieb zu gewährleisten. Aus den Daten werden über Fernmeldeeinrichtungen Informationen und Fehlermeldungen übertragen.

10.0 Baugruppe „Energieeinspeisung“:

Hierfür waren die erforderlichen Trafoerstellungen mit Schaltanlagen und Kabel erforderlich. Die Standortbedingungen haben großen Einfluss auf die Kosten.

11.0 Baugruppe „Anlagenplanung“:

Alle vorgenannten Baugruppen mussten zu einem System mit der genannten Schnittstellendefinition zur Erreichung des vertraglich festgelegten Leistungsbereiches verbunden werden.

12.0 Baugruppe „Einfahrbetrieb/wissenschaftliche Begleitung“:

Die Zeitspanne zum Einfahrbetrieb wird mindestens 6 Monate durch das Ing.-Büro begleitet. Die wissenschaftliche Begleitung nimmt das ATB Potsdam entsprechend speziellen Anforderungen wahr.

3 Vertragsgestaltung und Ausführung

Die Interessengemeinschaft definierte in den Baugruppen die Aufgabenstellung, die durch das Ing.-Büro in Ausschreibungsunterlagen übertragen wurden.

In der Regel wurden 3 bis 8 Betriebe zur jeweiligen Baugruppe in die Ausschreibung einbezogen. Durch die detaillierten Beschreibungen war bei der Angebotsbewertung eine konkrete Vergleichbarkeit untereinander gegeben. Die Preise lagen in detaillierter Form praktisch für jedes Einzelteil vor.

In Bietergesprächen wurden mit den Firmen Einzelheiten zur Vertragsgestaltung, Ausführungsvarianten und Preisen verhandelt. Dazu wurden von den Bauinteressenten in schriftlicher Form Absichtserklärungen zum Gesamtzuschlag für alle Anlagen in Aussicht gestellt, um einen weiteren Preisvorteil zu erreichen.

Der Vertragsabschluss erfolgte nach der Zuschlagserteilung zu den Ausführungsfirmen auf der Grundlage des VOB-Rechtes.

4 Immissionsschutzrechtliche Genehmigung und Förderantrag

Der **Bauplaner** wurde von den Bauherren in einem **Ingenieurvertrag** mit den Leistungsphasen 1 – 9 nach HOAI verpflichtet. Terminstellungen wurden berücksichtigt. Er beinhaltete auch:

- die Bereitstellung aller Unterlagen für die Errichtung und den Betrieb der BGA
- Betriebsanleitung und Wartungsvorschriften → ZIEL: umfassende Sicherung des Betriebes
- gemeinsamer Probelauf
- Schulung des Wartungs- und Betriebspersonals (in den ersten sechs Monaten nach Inbetriebnahme)

Das Ingenieurbüro haftet für die verfahrenstechnische Gesamtfunktion der Baugruppen und für den Gesamterfolg des Verfahrens.

Der Baubetreuer haftet für die ordnungsgemäße Verwendung der Fördermittel und sichert die Finanzierung der Investition unter Berücksichtigung eines sachgemäßen Kostenplanes und der Wirtschaftlichkeit der Investition.

Beide überwachen gemeinsam mit dem Bauherrn die sachliche und rechnerische Richtigkeit der Rechnungen. Wie in einer zwölfjährigen Zusammenarbeit gewohnt, schlossen die Bauherren deshalb mit ihrem Berater einen Betreuervertrag nach dem Muster des SMUL Dresden ab mit dem

Ziel, den Förderantrag zu bearbeiten, den Zuwendungsbescheid einzuholen, die Finanzierung zu klären, die ordnungsgemäße Verwendung des Geldes während der Baudurchführung zu überwachen und den Verwendungsnachweis zu erstellen.

Im Förderantrag waren neben der BGA auch andere landwirtschaftliche Fördermaßnahmen im Investitionskonzept verankert. Diese wurden nach Abstimmung mit dem Regierungspräsidium Chemnitz in den immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbescheid eingearbeitet.

Dennoch:

Es ging alles zu langsam und rief bei den Beteiligten Frust hervor. Alle wussten:

Eine gute Vorbereitung der Baumaßnahme zahlt sich aus. Aber die Bürokratie zu bewältigen ist nicht einfach, das trifft auf den immissionsschutzrechtlichen Antrag genauso zu, wie auf den landwirtschaftlichen Förderantrag und ist in Sachsen besonders ausgeprägt. In Burkertsdorf wurde wegen der Aufstockung des Tierbestandes eine Umweltverträglichkeitsprüfung angeordnet. Geringen Aufwand verursachte der Antrag im Marktanreizprogramm der Bundesregierung (KfW).

Folgende Zeitschiene wurde realisiert:

	Clausnitz	Großhartmannsdorf	Lichtenberg	Burkersdorf ³⁾
Antrag BImSchG	24.10.00	22.05.01	09.01.02	12.11.01
Genehmigung	12.04.01	28.12.01	03.05.02	03.09.02
Antrag Förderung	05.10.99	28.06.01	21.02.01	17.03.01
Zuwendungsbescheid	17.07.00	09.10.01	15.03.02	03.12.01
Baubeginn	17.05.01	04.02.02	21.05.02	07.10.02
Inbetriebnahme	30.12.01	02.10.02	27.12.03	20.08.03
bestätigter Verwendungsnachweis	15.04.02	10.02.03	30.07.03	demnächst
Förderprogramm	KfW ¹⁾	KfW ¹⁾	RL 51 ²⁾	RL 51 ²⁾
Hausbank	DG Hyp Hamburg	DG Hyp Hamburg	DG Hyp Hamburg	NORD LB Hannover
geplante Fertigstellung	15.08.01	30.06.02	30.09.02	01.07.03

¹⁾ Marktanreizprogramm für erneuerbare Energieträger der Bundesregierung

²⁾ Förderrichtlinie des Landes Sachsen

³⁾ mit UVP und Kapazitätserweiterung um 2.400 Schweinemastplätze

Erkennbar ist, dass die Förderung über die KfW am schnellsten entschieden worden ist. Dabei war die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz eG der erste Antragsteller in Deutschland als juristische Person. Zunächst musste die KfW-Bank klären, ob eine Agrargenossenschaft überhaupt förderfähig ist (Deminimis-Regelung). Dann war lange Zeit unklar, ob die Entschuldung (30%) nach Verwendungsnachweis oder endfällig valutiert wird. Zum Glück war ersteres zur Anwendung gekommen, denn bei letzterem wäre die Zinsbelastung wesentlich höher gewesen.

Dauerte die Förderentscheidung bei Clausnitz noch knapp 10 Monate, war es in Großhartmannsdorf nur ein reichliches Vierteljahr.

Bei der landwirtschaftliche Förderung kann man mit bis zu einem Jahr rechnen für die Bearbeitung des Antrages. Das war beim Förderantrag der Agrargenossenschaft „Burgberg“ Burkertsdorf (BGA Lichtenberg) der Fall. Die Bearbeitungszeiten der Landwirtschaftsämter und der Bewilligungsstelle haben sich ebenfalls verlängert. Das liegt unter anderem an der Zunahme der Aktenbestandteile, der ständigen Änderung und Neuentwicklung von Formblättern, der Reduzierung von Sachbearbeitern und zusätzlicher Arbeiten (Anträge Dürreilfe, Kontrollen im Vieraugenprinzip etc.).

5 Investitionskosten und Wirtschaftlichkeit

Die richtige Wahl des Standortes unter Beachtung vorhandener Gebäude (z. Bsp. BHKW - Raum) und eine sinnvolle Wärmenutzung beeinflussen Investitionskosten und Wirtschaftlichkeit maßgeblich.

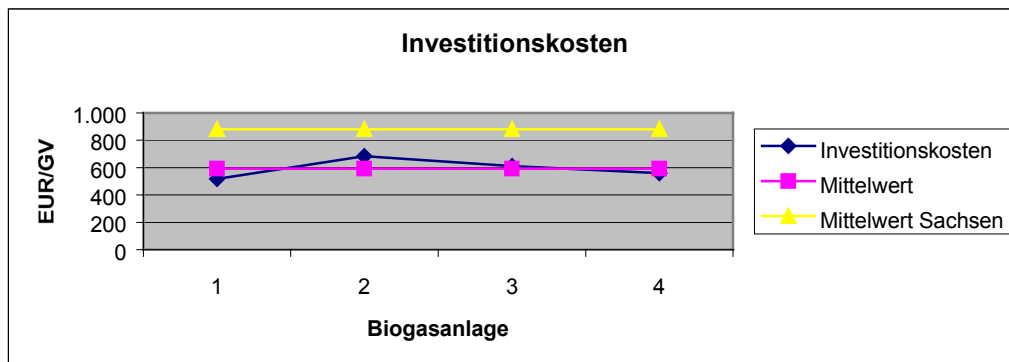
Um Investitionskosten zu vergleichen, muss man die Schnittstellen definieren:

1. Abgang zur Elektroinspeisung (Schaltschrank)
2. Abgang Heizverteiler peripheres Heizsystem
3. Gülleleitung ab Vorgrube
4. Substratleitung Endlager ab Zentralpumpe Fermenter

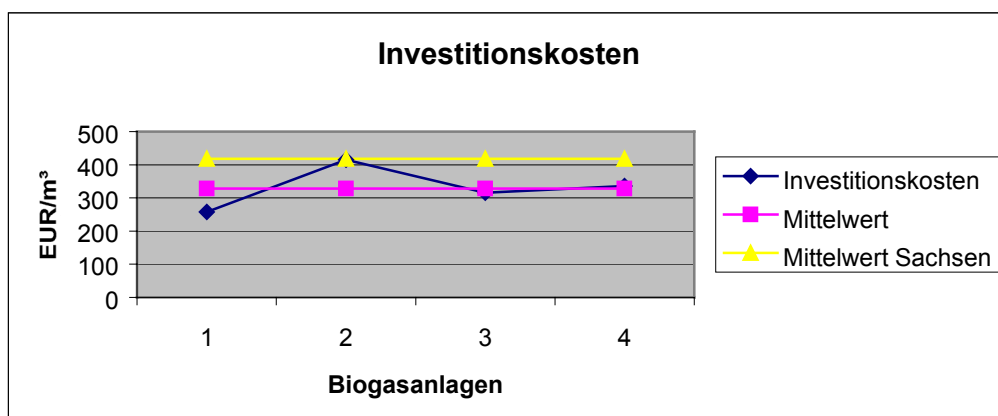
In den im folgenden ausgewerteten Investitionskosten sind die Einbindungen ins periphere Heizsystem enthalten. Dieser Aufwand war bei den vier Biogasanlagen sehr unterschiedlich:

- Clausnitz: Anschluss eines neu gebauten Getreidelagers (1,5 kt)
- Großhartmannsdorf: Anbindung Sozialtrakt, Melkhaus (MK 28)
- Lichtenberg: Anbindung Sozialtrakt, Melkhaus (MK 36), Getreidelager
- Burkersdorf: Anschluss der Gebäudeheizung, Werkstatt, Schweinemaststall (Fußbodenheizung für Mastferkel ab 15 kg)

Der Anteil der unbaren Eigenleistungen war bei allen Anlagen höher als geplant. Er variiert von 10.000 EUR bis 107.000 EUR, das sind im Durchschnitt 8 %. Da im INPUT Güllemengen von 20.660 bis 27.600 Tonnen p.a. vergast werden, macht es Sinn, zunächst die Investitionskosten je Großvieheinheit zu betrachten. Sie liegen im Mittel bei 593 EURO je GV. Das sind 288 EUR/GV weniger als der Durchschnitt in Sachsen (siehe Diagramm).



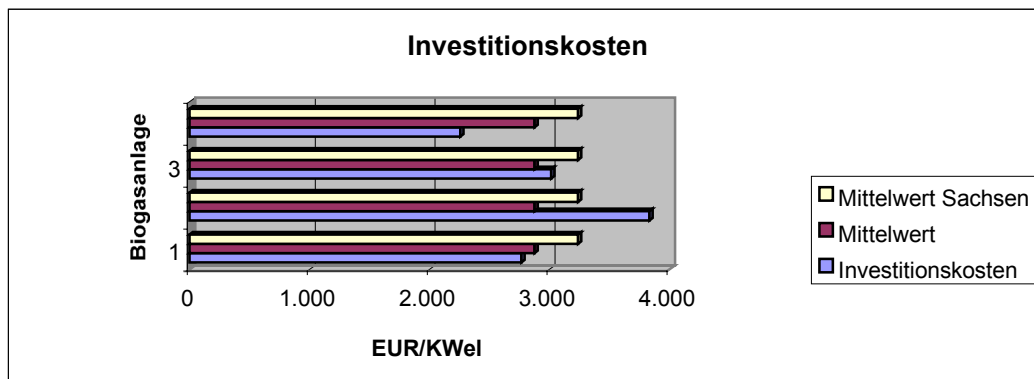
Da Kofermente unterschiedlich zum Einsatz kommen, ist die Auswertung je Kubikmeter Faulraum sinnvoll. Dem folgenden Diagramm ist zu entnehmen, dass drei Biogasanlagen unter dem Sächsischen Mittelwert liegen und eine diesen repräsentiert:



Als INPUT-Komponenten kommen zum Einsatz:

Einsatzstoffe	Clausnitz	Großhartmannsdorf	Lichtenberg	Burkersdorf
Gülle	X	X	X	X
Festmist	X	X	X	
Jauche	X	X	X	
Silosickersaft	X	X	X	X
Maissilage	X	X	X	X
Getreide (sensorisch geschädigt)	X	X	X	X
Rapsabgang	X			
Futterreste	X	X	X	
Kartoffeln	X			

Am aussagefähigsten ist der Aufwand pro installierter elektrischer Leistung:



Mit 2.874 EURO je Kilowatt elektrischer Anschlusswert waren die Anlagen preiswerter als der Durchschnitt im Freistaat Sachsen. Die Biogasanlage Nr. 2 liegt mit 3.834 Euro je Kilowatt installierter elektrischer Leistung über dem Mittelwert. Der Betreiber hat allerdings ein neues Gebäude für das Blockheizkraftwerk gebaut, das eine Erweiterung in Form eines 2. BHKW's zulässt. In den anderen Anlagen wurden diesbezüglich vorhandene Gebäude genutzt.

Die Aussagen zur Wirtschaftlichkeit möchten bitte nicht überbewertet werden. Denn nur eine Biogasanlage läuft im zweiten Jahr. Die Anlagen 2 und 3 haben Auswertungen per September 2003 als Grundlage, die auf das Kalenderjahr hochgerechnet wurden. Die Aussagen des ersten Jahres sind sicherlich nicht repräsentativ, da in der Phase der Inbetriebnahme des BHKW's bis zu einer stabilen Gasproduktion mehrere Wochen und Monate vergehen. Erste Auswertungen zeigen eine Auslastung der Anlagen von ca. 7.000 Betriebsstunden des BHKW's, geplant wurden 8.030 Std. (22 h/d) jährlich.

Die Rentabilität ist noch nicht zufriedenstellend. Man kann aber im ersten Jahr nicht mehr erwarten. Eine Erhöhung der Einspeisevergütung, wie in der Novelle des EEG vorgesehen, ist dringend notwendig. Jedoch dauert das Gesetzgebungsverfahren sehr lange.

Die beste Rentabilität weist die Anlage Nr. 1 aus. Durch den hohen Anteil an unbaren Eigenleistungen (17%) wurde der Einsatz von Barmitteln gemindert. Der Staat hatte weniger Zuschuss zu zahlen, und der Kreditbetrag ist für den Investor auch geringer.

Bei Vergleichen der Einspeisevergütung ist zu beachten, dass der Netzbetreiber envia M Abzüge macht:

- Entgeltverrechnung 93 € monatlich
- Blindmehrarbeit 1,02 Cent/KWh

Das wird bei den ausgewerteten Betrieben nicht in gleicher Weise angewendet. Ein Problem ist die Erfassung der Kosten für die Gras- und Maissilagen. Die Mengen werden täglich genau erfasst, aber die Kostenzuordnung, insbesondere bei der Technik, ist nicht in jedem landwirtschaftlichen Unternehmen exakt. Die Gemeinkosten für Management und Verwaltung wurden pauschal für jeden Betrieb gleich hoch angesetzt. Die Umsätze aus der Wärmenutzung können nicht ausgewertet werden, da die Hochrechnung keinen Sinn macht. Auch nicht berücksichtigt wurden die Auflösung Sonderposten Investzuschuss, der verbesserte Düngewert und Umwelteffekte.

Tabelle: Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen der IG

Biogasanlage		1	2	3	Durchschnitt
Rinder	GV	1.200	1.260	1.100	1.187
Stromeinspeisung	EUR	129.526	129.826	126.970	128.774
Stromeinspeisung- geplant		116.800	139.086	163.391	139.759
Warenumsatz 16%	EUR		122		41
Schadenersatz	EUR		5.329		1.776
Einnahmen	EUR	129.526	135.277	126.970	130.591
Abschreibungen	EUR	37.410	55.642	30.400	41.151
Chemikalien	EUR	4.000	1.718	2.623	2.780
Schmierstoffe, Heizöl, technische Gase	EUR	3.065	1.511	6.630	3.735
Instandsetzungsmaterial	EUR	13.165	2.181	18.284	8.949
GWG	EUR	0	802	294	365
Instandsetzungsleistungen	EUR	6.073	14.155	3.263	7.830
Transportleistungen	EUR	0	0	0	0
Gebühren für Untersuchungen	EUR	53	0	0	18
Lohn	EUR	8.281	3.040	15.528	8.950
Beratung	EUR	2.467	0	0	822
Porto, Tel., Zeitschriften	EUR	124	144	647	305
Verbandsbeiträge	EUR	587	2.298	0	962
Zinsen	EUR	19.192	24.856	20.717	21.588
Miete	EUR	0	0	0	0
Versicherung	EUR	5.000	4.361	5.000	4.787
Kosten Kofermente	EUR	6.000	16.242	20.751	14.331
Gemeinkosten	EUR	2.000	2.000	2.000	2.000
Zinsansatz Eigenleistung (3%)	EUR	3.235	3.095	310	2.213
Gesamtkosten	EUR	110.652	132.045	126.447	123.048
Gewinn	EUR	18.874	3.232	523	7.543
Cash Flow 1	EUR	56.284	58.874	30.923	48.694
Kredittilgung	EUR	21.690	43.826	37.140	34.219
erwirtschaftete Mittel	EUR	34.594	15.048	-6.218	14.475

Die Rentabilität kann verbessert werden, wenn Kronofloc (Fe Cl₂) abgesetzt werden kann.
Die Stückkosten der Kofermente können gesenkt werden. Die Aufwendungen für Instandhaltung ist in allen drei Anlagen zu hoch.

Beachtenswert ist, dass in der Anlage 1 der Anteil von Kofermenten 42 % beträgt.

In der Anlage Nr. 3 muss eine härtere Kostenführerschaft angestrebt werden.

6 Erfahrungen und Weiterentwicklung

- Der Einsatz von landwirtschaftlichen Produkten aus dem eigenen Betrieb bleibt primär, keine Hygienisierung!
- Die Gasausbeute erhöhen:
 - * Prozess stabilisieren
 - * optimal rühren
 - * Beschickungsintervalle optimieren
 - * C/N Verhältnis verbessern (besonders Schweinegülle)

- Die Biogasqualität verbessern:
 - * CH₄-Gehalt erhöhen
 - * H₂S-Gehalt senken
 - * evtl. Gastrockner vor BHKW
- Die Wärmenutzung verbessern:
 - * Getreidetrocknung (i.V. mit Bau von Getreidelagern)
 - * Ackerfutter trocknen (billiger als Heuwerbung)
- Den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen sollte erhöht werden! Interessant wird die Umsetzung der Feststoffvergasung in die Praxis! Der Bau einer Pilotanlage in Clausnitz im Jahr 2004 wird von BMVEL gefördert (Zuwendungsbescheid und Baugenehmigung liegen vor).
- Mit dem Betrieb der ersten Biogasanlage in Clausnitz änderte sich das Denken hinsichtlich der Nutzung aller Stoffe zur Biogasproduktion, die vorher nicht beachtet wurden. Das sind z.B. Grasschnitte oder sonstige Stoffe, die sich nicht mehr zur Fütterung eignen. Wohin damit, wenn die Biogasanlage bereits ausgelastet ist?

Bei der Feststoffvergasungsanlage handelt es sich um wannenförmige Reaktoren. Die Bewirtschaftung soll ausschließlich über vorhandene mobile Technik erfolgen. Die Reaktoren werden von oben mit Kipphanhängern beschickt. Die Entnahme erfolgt mittels Radlader. Zur Impfung und Wärmezuführung wird das Ablaufsubstrat der vorhandenen Flüssiganlage mittels des „Sumpfungsprozesses“ genutzt. Diese Anlage soll Mitte nächsten Jahres in Betrieb gehen.
- Das ATB Potsdam (Dr. Linke) übernimmt die wissenschaftliche Betreuung und die Analyse von Prozessdaten (Einbeziehung der vier vorhandenen Flüssigbiogasanlagen).
- Die Investitionskosten müssen gesenkt werden. Reserven bestehen hierbei insbesondere bei der Minimierung des Aufwandes für die Heizung (Vorgrube) und für die Einspeisung.

7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

- Intensive Bauvorbereitung mit kompetentem Bauplaner
- Der Bauherr entscheidet über jede Baugruppe selbst, er baut nach seinen Vorstellungen! Er baut so, dass er sie auch selbst betreiben kann und beherrscht.
- Genaue Übersicht des Bauherrn zum Preis-Leistungsverhältnis
- Investitionskosten fördern lassen (30%)
- Ausführungsfirmen sind in unmittelbarer Nähe und zu jeder Zeit bei Änderungen und Serviceleistungen verfügbar.
- Ständiger Kontakt der Beteiligten beim Einfahrbetrieb
- Ständiges Studium von Theorie und Praxis
- Erfahrungsaustausch mit Biogasanlagenbetreibern der gleichen Technologie
- Nutzung der Ergebnisse, insbesondere vom Pilotprojekt, für die Praxis und für die Ausbildung von Landwirten, Wirtschaftlern, Technikern

Hinweise zur Umsetzung der neuen Sicherheitsregeln für Biogasanlagen

Dipl. Ing Erwin Köberle,
Arbeitskreis Sicherheit im Fachverband Biogas

Einleitung

Die seit Januar 2003 vorliegende Neufassung der Sicherheitsregeln wurde in Zusammenarbeit mit der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaft, der Berufsgenossenschaft Chemie, mit Vertretern des TÜV, mit dem Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg und dem Fachverband erarbeitet. Am 05. September 2002 hat der zuständige Beirat des Bundesverbandes der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften dem Entwurf der Neufassung zugestimmt und diese Regeln damit zur Grundlage für die sicherheitstechnische Beurteilung von Biogasanlagen gemacht. Auch das Land Baden-Württemberg gibt diese Regeln wieder mit eigenem Deckblatt heraus und stellt sie seinen Behörden als Arbeitspapier zu Verfügung.

Den gesamten Textinhalt der "Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen", Stand 05.09.2002, können Sie unter der Internetadresse des Fachverbandes Biogas (www.fachverband-biogas.de) als pdf-Datei downloaden.

Die Neufassung hatte zum Ziel, Unklarheiten zu beseitigen, Inhalte klarer zu strukturieren, Sicherheitsmängel und –Lücken einzuschränken und vor allem in dem Dschungel an Vorschriften und Regelwerken, die bundesweit und europaweit existieren, einen Weg zu weisen, der dem Gefährdungspotential von Biogasanlagen auch gerecht wird.

Ex-Zonen und Brandschutzabstände

Eine wesentliche Änderung besteht in der Unterscheidung der Explosionsschutz-Zonen und der Schutzabstände. Während in den alten Regeln hier kein Unterschied gemacht wurde, wird nun zwischen diesen verschiedenen Bereichen differenziert. Dies geschah nicht zuletzt auf Empfehlung der Explosionsschutzexperten der BG-Chemie, deren Erfahrung in das Kapitel der Ex-Zonen eingeflossen sind. Während die Ex-Zonen mit 2 bis 3 Metern Umkreis relativ klein sind, können die Schutzabstände in Abhängigkeit von der Größe eines Gasspeichers bis zu 20 m betragen. Für Folienhauben auf Gärbehältern werden in den neuen Regeln höhere Abstände als bisher vorgeschrieben. Diese Abstände gelten jedoch nur zu öffentlichen Straßen und Gebäuden. Innerhalb einer Biogasanlagen müssen mindestens 6 m Abstand z.B. zwischen BHKW-Raum und Gasspeicher eingehalten werden. Durch eine Brandschutzmauer kann dieser Abstand bis auf null reduziert werden.

Für Brandschutzwände z.B. zwischen BHKW-Raum und Gasspeicherraum sind die Anforderungen von F30 auf F 90 A erhöht worden.

Ex-Zonen	Brandschutzabstände
Schutz vor Explosionen	Schutz vor Brandübertragung
3 m Zone 2	3 – 20 m
1 m Zone 1	um BHKW-Räume
um Austrittstellen von Gas	um Folienspeicher, Folienhauben

Brandschutzabstände *)/abhängig von der Speichergröße und vom Material der Schutzwände]

innerhalb der Biogasanlage	zu fremden Gebäuden
3 bis 6 m	3 bis 20 m

*) durch Brandschutzmauer F90 A Reduzierung auf 0 m möglich

Erstickungs- und Einsturzsicherungen

Der Schutz gegen Erstickung durch Biogas wird erhöht, in dem für unterirdische Bedienstände und Schächte eine fest installierte Lüftung vorgeschrieben wird. Für Einstiegsöffnungen in Schächte und Behälter sind nun größere Querschnitte mit mind. 80 cm Durchmesser festgelegt. Die Standard-Kanaldeckel mit 60 cm Durchmesser sind bei Neuanlagen nicht mehr zulässig.

Für Befüllöffnungen in Gärbehältern sind nun die Anforderungen bezüglich Trichterhöhe oder Abdeckungen als Schutz gegen Hineinstürzen konkretisiert.

Gasleitungen

Für Gasleitungen und Gasarmaturen wird nach wie vor eine Druckfestigkeit von 1 bar gefordert. Höhere Drücke können nicht auftreten. Dies gilt jedoch nur für Anlagen mit Betriebsdrücken bis 0,1 bar. Dadurch können auch preisgünstige Rohrleitungen und Verbindungstechniken, z.B. geschweißte HDPE-Abwasserrohre eingesetzt werden. Handelsübliche KG-Rohre und Fittings, die nur gesteckt sind, sind nach wie vor nicht als Gasleitungen zugelassen. Steckmuffenverbindungen sind nur bei PVC-U Druckrohr zulässig und wenn sie längskraftschlüssig auf Schub gesichert sind.

Vor Gasverbrauchseinrichtungen wie z.B. BHKW's müssen nunmehr zwei selbstschließende Absperrventile eingebaut werden. Kiestöpfe als Flammfilter müssen baumustergeprüft sein.

Gasfackel

Regelmäßiges Abblasen von unverbranntem Gas ist nicht zulässig. Bei Störungen der Gasverbrauchseinrichtungen ist das Abblasen nach wie vor nur bis zu einer Menge von 20 m³/h erlaubt.

Entschwefelung mit Luft

Für die Entschwefelung mit Luft ist nun ein Luftanteil bis zu 12% zulässig. Dies heißt nicht, dass die optimale Entschwefelung bei 12% liegt. Der optimale und notwendige Luftanteil liegt nach wie vor bei ca. 5 – 6%. Die höhere Grenze berücksichtigt, dass bei üblichen Schwankungen der Gasproduktion kurzzeitig der tatsächliche Luftanteil höher sein kann.

Brandschutz

Neben der Forderung nach Feuerlöschern wurde nun auch festgelegt, dass mit der regional und fachlich zuständigen Feuerwehrstelle ein Brandschutzkonzept zu erstellen ist. Die Lagerung von Heizöl ist größeren BHKW's im Aggregaterraum nicht mehr zulässig.

Die Lagerungsmenge von Motoröl wurde auf 200 L begrenzt. Dazu zählen nicht Ölmengen in dichten metallischen Tanks, die Bestandteil des BHKW's sind.

Anwendung auf bestehende Anlagen:

Insgesamt streben die neuen Regeln durch bauliche Maßnahmen eine höhere vorbeugende Sicherheit an und sind nur bei Neuanlagen anzuwenden.

Aus baulichen Gründen ist bei bestehenden Anlagen eine Nachrüstung oft nicht möglich. Für Altanlagen ist eine Nachrüstpflcht lediglich beim zweiten Magnetventil vor dem BHKW und bei Kiestöpfen vorgeschrieben mit einer Übergangsfrist von 5 Jahren ist das Abblasen nach wie vor nur bis zu einer Menge von 20 m³/h erlaubt.

Kälteerzeugung aus Abwärme

Prof. Wobst, Dipl. Ing. Richter,
Institut für Luft- und Kältetechnik Dresden

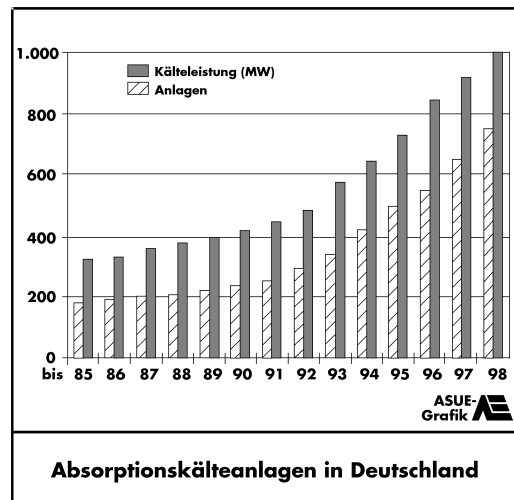
1 Einleitung

Nach einer bekannten Definition bedeutet „Kälte erzeugen“, eine Wärmemenge aus einem begrenzten Gebiet abzuführen und dadurch in ihm Temperaturen unterhalb der Umgebungstemperatur zu schaffen und aufrechtzuerhalten. Dieser Vorgang des Anhebens einer Wärmemenge von einem niederen auf ein höheres Temperaturniveau ist nur durch einen zusätzlichen Energieaufwand möglich. Wenn man von einer früher vielfach praktizierten Methode der „natürlichen“ Kälteerzeugung mittels des Abschmelzens von im Winter „geernteten“ Eises absieht, kann die „künstliche“ Kälteerzeugung technisch nur durch eine zyklische Folge von Zustandsänderungen eines als Kältemittel bezeichneten Arbeitsstoffes realisiert werden. Die eigentliche Entwicklung der technischen Kälteprozesse fand im 19. Jahrhundert statt, obwohl bereits *Cullen* im Jahr 1755 durch Evakuieren eines teilweise mit Wasser gefüllten Gefäßes Eis herstellte. Während *Leslie* im Jahre 1810 die erste Absorptionskältemaschine mit dem Arbeitsstoffpaar H_2O/H_2SO_4 baute, wurde im Jahr 1834 von *Perkins* die erste Kompressionskältemaschine mit dem Kältemittel Ether vorgestellt. Der Einsatz des dann an Bedeutung zunehmenden Kältemittels Ammoniak geht vor allem auf *Carre* (1859) und *Linde* (1876) zurück.

Ein Umbruch vollzog sich in den 30er Jahren des vergangenen Jahrhunderts: mit den Halogenderivaten des Methans und des Ethans (Fluorchlorkohlenwasserstoffe) wurden neue Arbeitsstoffe für die Kompressionskältemaschinen gefunden, die eine Erhöhung der Sicherheit solcher Anlagen ermöglichten und demzufolge auch als „Sicherheitskältemittel“ bezeichnet wurden und bis zu Beginn der 90er Jahre in der Kältetechnik eine dominante Rolle spielten, bis erkannt wurde, dass diese Stoffe auf Grund ihres Chloranteiles einen maßgeblichen Beitrag zur der Zerstörung der Ozonschicht leisten. Mit der Wiener Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre und dem Montreal-Protokoll über ozonzerstörende Substanzen begann der geplante Ausstieg der vollhalogenierten FCKW und der teilhalogenierten HFCKW. Verstärkt wurde dieses Ausstiegsszenario durch die Erkenntnis, dass die gleichen Stoffe einen Anteil an der Veränderung des natürlichen Treibhauseffektes besitzen. Das Hauptkriterium für den Einsatz neuer Arbeitsstoffe ist vor allem ihr Umweltverhalten, das im wesentlichen mittels zweier Vergleichsgrößen charakterisiert wird. Zur Beurteilung der Ozonbeeinflussung dient das Ozonzerstörungs-Potenzial (ODP) und die Einwirkung auf den Treibhauseffekt drückt das Treibhaus-Potenzial (GWP) aus. Neben den natürlichen Stoffen wie Ammoniak, Wasser, Kohlenwasserstoffe und Kohlendioxid werden heute im wesentlichen teil- und vollfluorierte Kohlenwasserstoffe sowie ihre Gemische verwendet (z.B. R134a, R404A, R507).

Die gegenwärtige Umweltsituation hat nicht nur die Suche nach neuen Arbeitsstoffen entfacht sondern auch zum Nachdenken über alternative Kälteerzeugungsverfahren angeregt. Vor allem der Einsatz der natürlichen Kältemittel Wasser und Ammoniak in der Absorptionskältetechnik hat diesem konventionellen Kälteprozess, der wie die Adsorptionstechnik zu den Sorptionsprozessen gezählt wird, einen An Schub erteilt. Markant ist diese Entwicklung vor allem in den USA und Japan zu beobachten, wo der niedrige Preis und die nahezu unbegrenzte Verfügbarkeit von Erdgas bei direktbefeuerten Wasser/LiBr-Absorptionskälteanlagen zur Klima-Kaltwassererzeugung zu einem regelrechten Boom (Gas cooling) führten. Die Verhältnisse in Europa sind etwas anders geartet, dem Absorptionsprozess haftet immer noch der Makel an, große und schwere und damit zu teure Anlagen als beispielweise elektrisch betriebene Kompressionskälteanlagen zu liefern. Andererseits stellt er aber wie alle Sorptionsprozesse einen Kälteprozess dar, der unmittelbar mit Hilfe von Wärmeenergie Kälte erzeugen kann, ohne den Umweg über die Nutzung wertvoller Elektroenergie zu gehen. Über die Zunahme der in den letzten Jahren in Deutschland installierten Absorptionskälteanlage gibt eine Aufstellung Auskunft, die von der ASUE veröffentlicht worden ist (Bild 1).

Bild 1 Installierte Absorptionskälteanlagen in Deutschland



Eine Verbesserung der Einsatzchancen ist zu erwarten, wenn es gelingt, die Gesamtkosten aus Investitions- und Betriebskosten über den Lebensdauerzeitraum unter das Niveau von elektrisch betriebenen Kompressionskälteanlagen zu senken. Ansatzpunkt hierfür ist die Vermeidung der Direktbeheizung durch Nutzung billiger oder kostenloser Abwärme bei gleichzeitiger Reduzierung der Anlagenkosten durch neue Konzepte.

2 Kälteerzeugungsverfahren

Für die praktische Anwendung kommen heute im wesentlichen folgende Kälteerzeugungsverfahren in Frage:

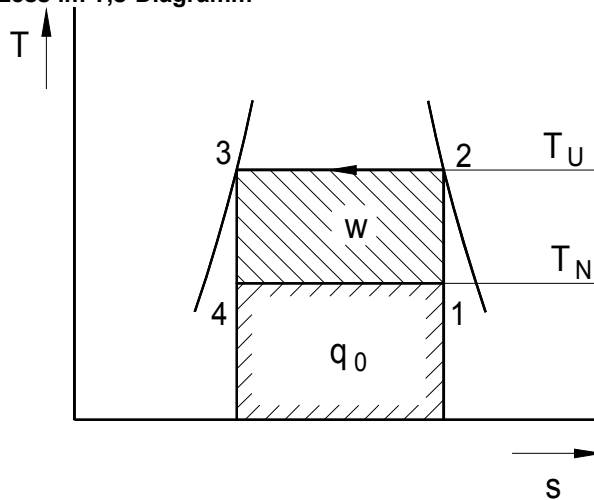
- Kaltdampfprozesse
 - Kaltdampfprozesse mit mechanischer Verdichtung
 - Kaltdampfprozesse mit thermischer Verdichtung
- Kaltgasprozesse
- Thermoelektrische Prozesse

Neben den Kaltdampfprozessen ist der Kaltgasprozess von technischer Bedeutung. Die bekannteste Ausführungsform ist die Kaltluftmaschine, deren Grundprozess der Joule-Prozess darstellt und vorrangig in der Fahrzeugkühlung (Klimatisierung von Luft- und Schienenfahrzeugen) Anwendung findet. Der letztgenannte Prozess ist speziellen Anwendungen mit kleinen Kälteleistungen (einige Watt bis wenige hundert Watt) vorbehalten, bei denen die geringe Effektivität und die relativ hohen Kosten eine untergeordnete Rolle spielen (Labortechnik, Medizin, Weltraumtechnik).

Der gegenwärtig dominierende Prozess zur Kälteerzeugung ist der so genannte Kaltdampfprozess, der sich dem „linksläufigen“ und damit energieverbrauchenden Carnot-Prozess anlehnt, welcher auch als Vergleichsprozess bezeichnet wird und nur aus reversiblen Zustandsänderungen besteht und damit den größtmöglichen Wirkungsgrad besitzt. Seine Zustandsänderungen verlaufen isentrop und isotherm (Bild 2). Dabei ergibt sich der höchstmögliche Wert für die Kälteleistungszahl ϵ_{Car} als Verhältnis von spezifischer Kälteleistung q_0 zur aufgewandten Arbeit w bei Wärmeaufnahme mit der Nutzungstemperatur T_N und bei Wärmeabgabe mit der Umgebungstemperatur T_U :

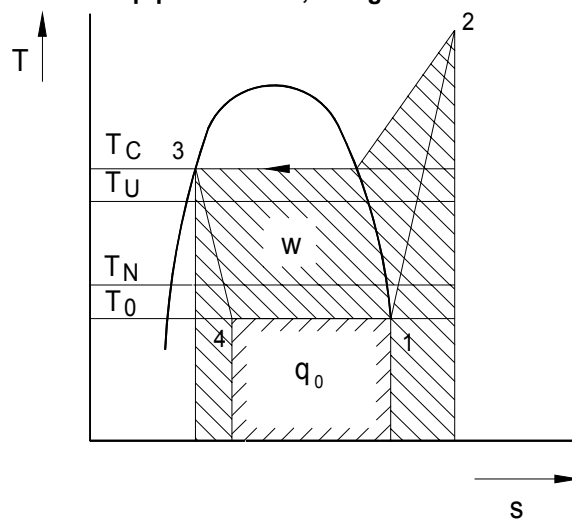
$$\epsilon_{\text{Car}} = \frac{q_0}{w} = \frac{T_N}{T_U - T_N}$$

Bild 2 Carnot-Prozess im T,s-Diagramm



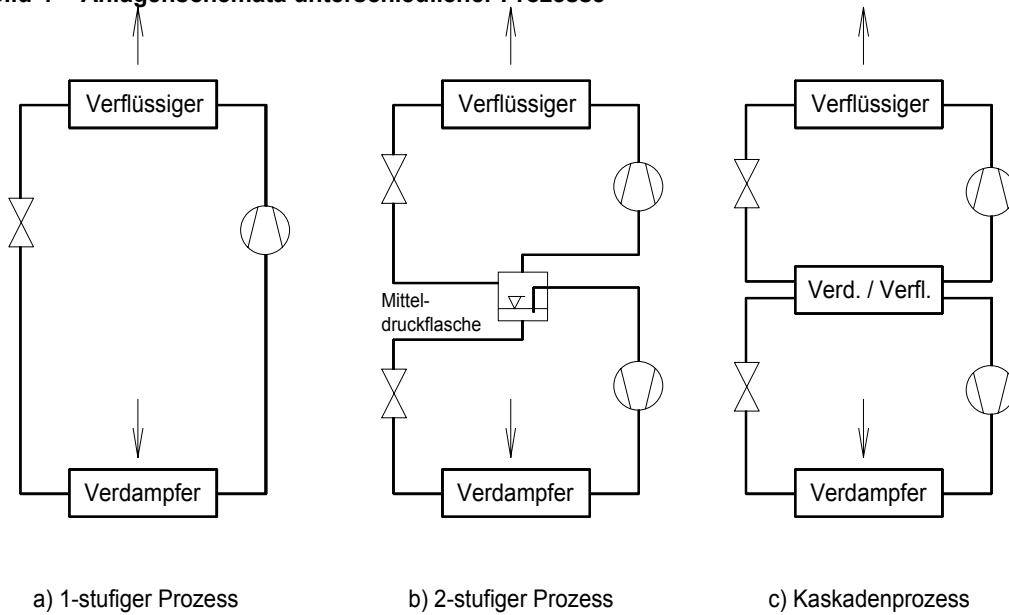
Beim Kaldampfprozess findet eine Annäherung an den Carnot-Prozess dadurch statt, dass man ihn in das zweiphasige Gebiet (Nassdampf-Gebiet) eines geeigneten Arbeitsstoffes (Kältemittel) legt. Nach Bild 3 weicht dieser Prozess vom idealen Carnot-Prozess ab: sowohl die Verdichtung (Kompression) von 1 nach 2 als auch die Entspannung von 3 nach 4 verlaufen nicht isentrop. Die beiden isothermen Zustandsänderungen sind die Verdampfung bei T_0 und die Verflüssigung bei T_C .

Bild 3 Kompressions-Kaldampfprozess im T,s-Diagramm



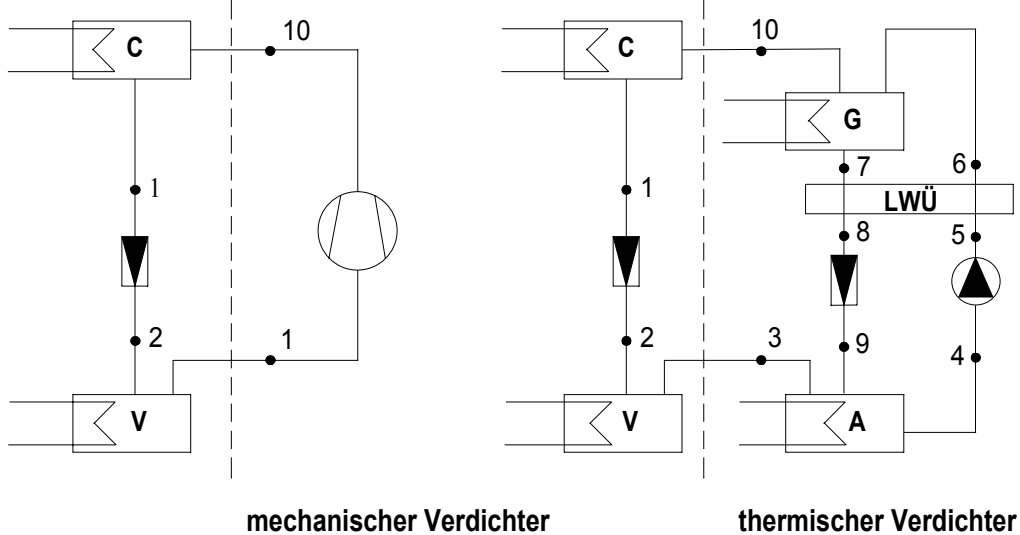
Die Kälte wird dadurch erzeugt, dass das flüssige Kältemittel bei einer niedrigen, konstanten Temperatur T_0 , die dem Verdampfungsdruck p_0 entspricht und unterhalb der Nutzungstemperatur T_N liegt, im einen Verdampfer verdampft und dabei die für die Verdampfung erforderliche Wärmemenge (Verdampfungsenthalpie) dem zu kühlenden Medium entzieht. Um das dampfförmige Kältemittel wieder zu verflüssigen, wird es durch Verdichtung auf ein höheres Druck- und Temperaturniveau gehoben, das oberhalb der Umgebungstemperatur T_U liegt. Dabei wird die Kondensationswärme einschließlich der durch die Verdichtung verursachten Überhitzungswärme an die Umgebung abgeführt. Die Kälteleistungszahl $\epsilon (=q_0/w)$ des Prozesses ist stets kleiner als die des Carnot-Prozesses ϵ_{Car} . Die Erzeugung des Temperaturhubes (Abstand zwischen Verdampfungs- und Verflüssigungstemperatur bzw. Verdampfungs- und Verflüssigungsdruck) erfolgt üblicherweise mit mechanischen Verdichtern, z.B. Hubkolben-, Schrauben- oder Turboverdichtern. Mit einem größeren Temperaturhub, z.B. bei Erzeugung tiefer Nutzungstemperaturen, erhöht sich das erforderliche Druckverhältnis soweit, dass eine Aufteilung auf 2 Verdichter notwendig wird. Die entsprechende Anlagenausführung ist der 2-stufige Prozess oder die so genannte Kaskade (Bild 4).

Bild 4 Anlagenschemata unterschiedlicher Prozesse



Steht beim Kaltdampfprozess Antriebsenergie in Form von Wärmeenergie zur Verfügung, so kann die mechanische Verdichtung durch eine „thermische Verdichtung“ ersetzt werden. Vergleicht man beide Prozesse (Bild 5), so ist zu erkennen, dass ein Lösungsmittelkreislauf im Absorptionskälteprozess die Funktion des Verdichters im Kompressionskälteprozess übernimmt, ansonsten alle übrigen Anlagenbauteile gleich sind. Durch den Lösungsmittelkreislauf, der aus einem Absorber, einem Austreiber oder auch Generator, einem Lösungswärmeübertrager und einer mechanischen Lösungsmittelpumpe besteht, erhöht sich andererseits der apparatetechnische Aufwand infolge der erforderlichen Wärme- und Stoffübertrager erheblich. Während durch Wärmezufuhr im Austreiber während durch Wärmezufuhr im Absorber die teilweise Trennung des für den Kälteprozess notwendigen Kältemittels (Siedevorgang) vom Lösungsmittel bewirkt wird, ermöglicht die an Kältemittel ärmere Lösung im Absorber unter Wärmeabgabe die Aufnahme des im Verdampfer entstehenden Kältemitteldampfes. Die dabei gebildete an Kältemittel reiche Lösung muß mit Hilfe der Lösungsmittelpumpe auf das Druckniveau des Austreibers bzw. Verflüssigers gefördert werden.

Bild 5 Vergleich von Kompressions- und Absorptionskälteprozess



Die Hauptantriebsenergie des Prozesses ist Wärmeenergie, die je nach Prozessführung in einem Temperaturbereich von 80 bis 170 °C benötigt wird. Neben der direkten Beheizung des Austreibers mittels eines Brennstoffes (z.B. Erdgas, Heizöl) ist auch die Nutzung anderer Wärmequellen auf indirektem Wege über einen geeigneten Wärmeträger (meist Wasser oder Wasserdampf) möglich:

- Fernwärme
- Prozessabwärme aus technologischen Prozessen, z.B. Lebensmittelverarbeitung
- Abwärme aus BHKW
- Thermische Solarenergie

Neben Umweltvorteilen sind die Anlagen nahezu verschleißfrei, wartungsarm und geräuscharm, ihr Bedarf an elektrischer Antriebsenergie beträgt nur ein Bruchteil der thermischen Antriebsenergie. Als Arbeitsstoffe oder auch Arbeitsstoffpaare werden Kältemittel / Lösungsmittel-Gemische verwendet. Im Gegensatz zur Kälteleistungszahl ϵ als Verhältnis von Kälteleistung zu Verdichterantriebsleistung wird zur energetischen Beurteilung der Absorptionskältemaschinen das Wärmeverhältnis ζ als Verhältnis von Kälteleistung zu Antriebs- oder Heizleistung verwendet.

3 Absorptionskälteanlagen

3.1 Arbeitsstoffe

Zur Durchführung des Arbeitsprozesse im thermischen Verdichter wird ein Stoffgemisch eingesetzt: in der Regel handelt es sich um Zweistoffgemisch – auch Arbeitsstoffpaar genannt – bestehend aus einem Kältemittel, dem leichter siedenden Bestandteil, und einem Lösungsmittel, dem schwerer siedenden Bestandteil. Diese Gemische sind im Arbeitsbereich unbegrenzt mischbar, d.h. jeder Teil des Gemisches hat bei gleichem Druck und gleicher Temperatur stets die gleiche quantitative Zusammensetzung. Sie besitzen keine konstante Siedetemperatur, diese ist von der Zusammensetzung des Gemisches abhängig und bewegt sich zwischen den Siedepunkten der reinen Stoffe.

Neben den Forderungen nach Umweltverträglichkeit sind die thermodynamischen Eigenschaften von Kälte- und Lösungsmittel sind von entscheidender Bedeutung für den Verlauf des Absorptionsprozesses. Es ist bei der Auswahl dieser Stoffe ist die Einhaltung wichtiger Anforderungen zu beachten.

- Anforderungen an das Kältemittel :

Thermische und kalorische Anforderungen

- möglichst hohe kritische Temperatur
- möglichst große Verdampfungsenthalpie
- thermische Stabilität

Physikalische Anforderungen

- geringe Viskosität
- hohe Wärmeleitfähigkeit

Chemische Anforderungen

- chemische Stabilität
- chemische Inaktivität gegenüber Werkstoffen

Weitere Anforderungen

- geringe Toxizität
- keine Brennbarkeit
- preiswert, Verfügbarkeit

- Anforderungen an das Lösungsmittel :

Thermische und kalorische Anforderungen

- möglichst keinen oder geringen eigenen Dampfdruck
- thermische Stabilität

Physikalische Anforderungen

- hohe Wärmeleitfähigkeit
- geringe Oberflächenspannung

- Chemische Anforderungen
- chemische Stabilität
 - chemische Inaktivität gegenüber Werkstoffen
- Weitere Anforderungen
- geringe Toxizität
 - preiswert, Verfügbarkeit

- Anforderungen an das Arbeitsstoffpaar :

- Thermische und kalorische Anforderungen
- möglich großer Siedepunktsabstand zum Kältemittel > 200 K
 - geringe spezifische Wärmekapazität
 - hohe Wärmeleitfähigkeit
- Physikalische Anforderungen
- gute Löslichkeit
 - geringe Viskosität
 - kleine Mischungsenthalpie
- Chemische Anforderungen
- chemische Stabilität
 - keine korrodierende Wirkung
- Sonstige Forderungen
- geringe Toxizität
 - keine Brennbarkeit
 - preiswert, Verfügbarkeit

Entsprechend der genannten Anforderungen sind in der Vergangenheit eine große Zahl von Stoffen untersucht worden. Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Zusammenstellung der bekanntesten Arbeitsstoffen, wobei die geeigneten mit dem Symbol ⊗ versehen sind. Von diesen haben sich in der Praxis nur die Arbeitsstoffpaare Ammoniak/Wasser und Wasser/Lithiumbromid mit den natürlichen Kältemitteln Ammoniak bzw. Wasser durchgesetzt.

Lösungsmittel	Kältemittel						
	Wasser	Methanol	Ammoniak	Ammoniak / Lithiumnitrat	Methylamin	Trifluorethanol (TFE)	Hexafluoropropanol (HFIP)
Wasser			⊗	⊗	⊗		
Lithiumbromid	⊗	⊗					
Lithiumbromid / Zinkbromid		⊗					
Lithiumthiocyanat		⊗			⊗		
Ethylenglykol					⊗		
Tetraethylenglykoldimethylether						⊗	⊗
N-Methylpyrrolidon						⊗	
Dimethylpropylenurea (DMPU)						⊗	⊗
N-Formylmorpholin							⊗
Sulfolan							⊗

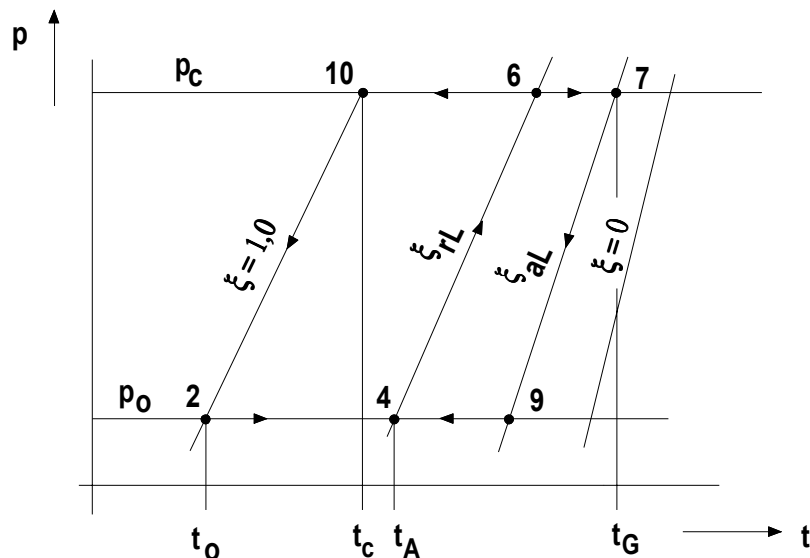
Beide Arbeitsstoffpaare sind aus verschiedenen Gründen nur bedingt einsetzbar. Das Stoffgemisch Ammoniak/Wasser ist das älteste und bekannteste der Beiden und wird vor allem auf Grund der Verwendung von Ammoniak als Kältemittel zur Kälteerzeugung unterhalb des Gefrierpunktes genutzt. Durch die Verwendung von Wasser als Kältemittel beim Stoffgemisch Wasser/Lithiumbromid

ist wegen des Gefrierpunktes des Wassers von 0 °C der Einsatz nur oberhalb dieser Temperatur möglich (bevorzugt zur Kaltwassererzeugung in der Klimatechnik).

3.2 Prozess- und Anlagenbeschreibung

Als zweckmäßige Darstellung des Verhaltens der Stoffgemische und damit der Prozessabläufe hat sich das $\lg p, t$ -Diagramm bewährt, das den Zusammenhang zwischen Druck p , Temperatur t und Konzentration ξ der Stoffgemische wiedergibt und als Lösungsfeld bezeichnet wird. Die Dampfkurven des Kältemittels, des Lösungsmittels sowie die Gemischkonzentrationen können als Geraden dargestellt werden (Bild 6). Die Konzentration ist als Masseanteil des Kältemittels an der Gesamtmasse definiert, d.h. die Konzentration $\xi = 1$ bedeutet reines Kältemittel und $\xi = 0$ reines Lösungsmittel. Damit kann der Absorptionsprozess in einfacher Weise dargestellt und berechnet werden.

Bild 6 Arbeitsprozess im $\lg p, t$ - Diagramm



Der Prozess selbst wird durch die Zustände im Verdampfer V, Verflüssiger C, Absorber A und Austreiber G bzw. der entsprechenden Temperaturen begrenzt. Die Druckgrenzen p_0 und p_c werden bestimmt durch die der Verdampfungstemperatur t_0 und der Verflüssigungstemperatur t_c des reinen Kältemittels entsprechenden Drücke (Sättigungsdruck).

Die Zustandsänderungen des in Bild 5 dargestellten allgemeinen, einstufigen Arbeitsprozesses sind in Bild 6 wiedergegeben. Die Nutzungstemperatur T_N (z.B. Klima-Kaltwasser) bestimmt die Verdampfungstemperatur t_0 und damit Punkt 2, die Umgebungstemperatur T_U (z.B. Kühlwasser) die Verflüssigungstemperatur t_c und die Absorbtemperatur t_A und damit die Punkte 10 bzw. 4. Durch die Temperatur des Heizmediums ist die Austreiber- oder Generatortemperatur t_G festgelegt, bei der bei Verflüssigungsdruck p_c die Austreibung des Kältemittels aus der „reichen“ Lösung stattfindet (Punkt 6 nach Punkt 7), wodurch Kältemitteldampf und „arme“ Lösung (Konzentration ξ_{aL}) entstehen. Das im Verflüssiger gebildete flüssige Kältemittel wird über ein Drosselventil auf Verdampfungsdruck entspannt (Punkt 2) und im Verdampfer durch Wärmeaufnahme („Kälteerzeugung“) vollständig verdampft. Dieser Kältemitteldampf kann von der den Austreiber verlassenden und über ein weiteres Drosselventil auf nahezu Verdampferdruck entspannten an Kältemittel verarmten Lösung, die im so genannten Lösungswärmeübertrager LWÜ zuvor abgekühlt wurde (Punkt 9), bei der Absorbtemperatur t_A absorbiert werden. Dabei wird Wärme frei, die - wie die Wärme im Verflüssiger - an die Umgebung abgeführt werden muss, und die Lösungskonzentration steigt (Konzentration ξ_{rL} , Punkt 4). Die „reiche“ Lösung muss mit einer mechanischen Pumpe auf das Druckniveau des Austreibers gefördert werden, wobei sie gleichzeitig in dem bereits genannten Lösungswärmeübertrager durch die heiße „arme“ Lösung im Gegenstrom aufgeheizt wird (Punkt 6). Diese „innere“ Wärmeübertragung hat einen positiven Einfluss auf die Effektivität des Prozesses.

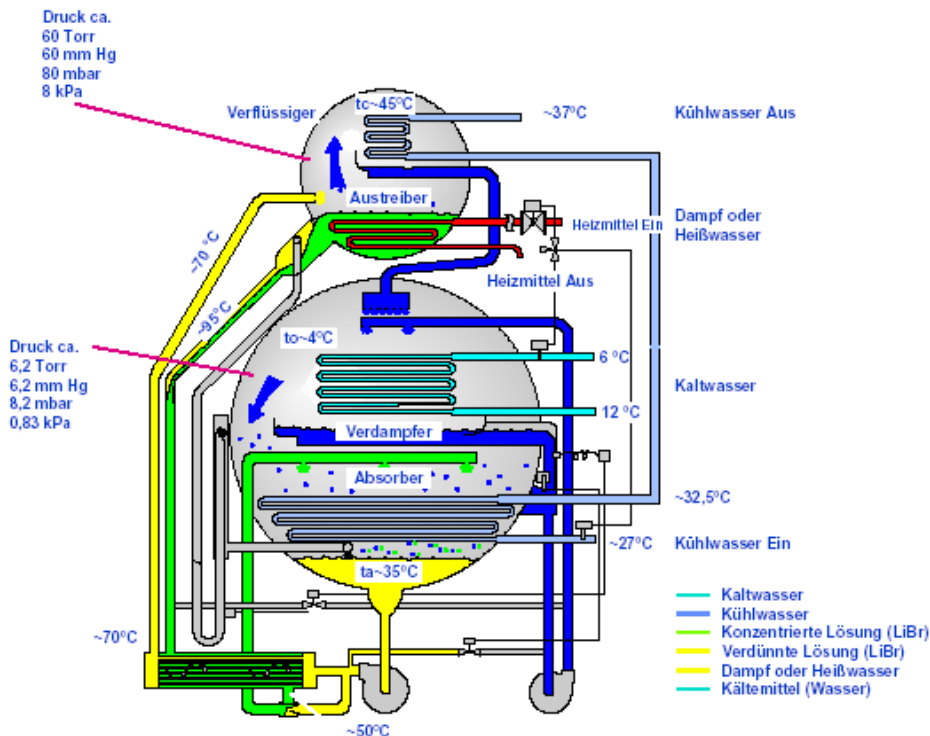
Als weiteres wichtiges grafisches Hilfsmittel zur Berechnung der Absorptionsprozesse vor allem der Konzentrationszustände und der Wärmeleistungen der Teilprozesse gilt das Enthalpie-Konzentrations-Diagramm (h, ξ - Diagramm). Für die wichtigsten Arbeitsstoffpaare existieren jedoch heute schnellere und exaktere PC-Programme.

Neben dem oben beschriebenen einstufigen Absorptionskälteprozess sind auch mehrstufige Ausführungen möglich. Als „Stufigkeit“ wird dabei die Anzahl der Stufen der thermischen Verdichtung definiert, die z. B. bei einer erhöhten Auskühlung der Antriebswärme oder bei tieferen Verdampfungstemperaturen erforderlich wird.

Obwohl die Arbeitsprozesse der beiden genannten Stoffgemische Ammoniak/Wasser und Wasser/Lithiumbromid generell nach dem oben erläuterten Schema ablaufen, ergeben sich in Bezug auf Aufbau und Betrieb der entsprechenden Anlagen im wesentlichen zwei markante Unterschiede :

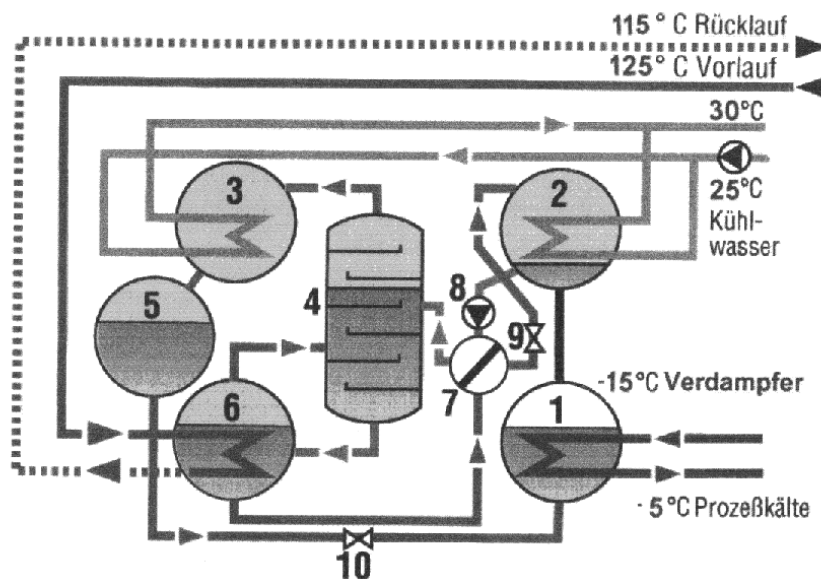
1. Die beiden Kältemittel arbeiten bei den üblichen Einsatzbedingungen in einer stark abweichenden Drucklage. Während bei Ammoniak Überdrücke von 1 bis 16 bar erwartet werden können, arbeiten Anlagen mit Wasser im Unterdruckbereich von 0,005 bis 0,08 bar . Diese Drucklage führt zu einer für beide Kältemittel typischen Anlagenausführung: bei Wasser/Lithiumbromid-Anlagen können wegen der geringen Druckbelastung (Vakuum) und der geringen Druckdifferenz zwischen Nieder- und Hochdruckseite die erforderlichen Wärme- und Stoffübertrager in gemeinsamen Behälter untergebracht werden (Bild 7), während bei Ammoniak/Wasser-Anlagen dafür druckfeste Einzelapparate erforderlich sind (Bild 8).
2. Da die wässrige Lösung von Lithiumbromid einen vernachlässigbaren Dampfdruck besitzt, wird im Austreiber reiner Wasserdampf erzeugt. Der Siedepunktsabstand zwischen Ammoniak und Wasser von etwa 133 K macht bei den gegebenen Druck- und Konzentrationsverhältnissen bei Ammoniak/Wasser-Anlagen eine Rektifikation erforderlich, wodurch solche Anlagen in der Regel mit einer Rektifizier- oder Trennsäule ausgestattet sind (Bauteil 4 in Bild 8). Die Notwendigkeit einer Rektifikation nimmt mit steigender Austreibertemperatur zu.

Bild 7 Einstufige Wasser/Lithiumbromid-Anlage



Quelle: York International

Bild 8 Einstufige Ammoniak/Wasser-Anlage



Wasser/Lithiumbromid-Absorptionskälteanlagen werden für den Temperaturbereich 6/12 °C eingesetzt und erreichen bei einstufigem Betrieb ein Wärmeverhältnis von etwa 0,7. Die erforderliche Antriebstemperatur liegt bei 90 bis 115 °C. Bei höheren Antriebstemperaturen (z.B. bei Direktbeheizung) ist bei einer zweistufigen Ausführung mit einer Erhöhung des Wärmeverhältnisses auf 1,1 zu rechnen. Am Markt verfügbar sind Anlagen von 40 bis 5000 kW.

Ammoniak/Wasser-Absorptionskälteanlagen werden für Temperaturen bis -60 °C eingesetzt. Das zu erreichende Wärmeverhältnis ist in erster Linie von der Verdampfungstemperatur abhängig und sinkt von etwa 0,6 bei 0 °C auf 0,3 bei -20 °C. Eine Verbesserung des Wärmeverhältnisses durch Mehrstufigkeit ist bei diesem Prozess nicht möglich. Das Haupteinsatzgebiet dieser Anlagen liegt im Bereich von Kälteleistungen über 200 kW. Derzeit laufen Entwicklungen zum Einsatz im Bereich der Gewerbekälte (< 20 kW) vor allem zur Nutzung von Abwärme. Durch die Verwendung von Ammoniak (NH₃) sind die Anforderungen der entsprechenden sicherheitstechnischen Vorschriften zu berücksichtigen.

Eine Auswahl von auf dem deutschen Markt verfügbaren Absorptionskälteanlagen ist in der nachfolgenden Übersicht zusammengestellt :

Firma	Kälteleistungsbereich [kW]	
	H ₂ O/LiBr	NH ₃ /H ₂ O
ABB Energiesysteme		100 bis 1000
Carrier	140 bis 5000	
Ebara	120 bis 6000	
Matthes		160 bis 10 000
Sulzer Escher Wyss	200 bis 5500	
Trane	200 bis 6000	
York International	250 bis 3500	
Wegra	50 bis 200	

Detaillierte Angaben sich in einer von der ASUE veröffentlichten Marktübersicht zu finden.

Wenn man von den Lösungsmittelpumpen absieht, besitzen Absorptionskälteanlagen praktisch keine beweglichen, verschleißbaren Anlagenteile, so dass sie bei geringem Wartungsaufwand über eine lange Lebensdauer verfügen. Ihre Betriebsweise ist nahezu geräuschfrei, ihre Kälteleistung ist durch unterschiedliche Verfahren stufenlos regelbar.

Eine wichtige Voraussetzung für die Einsatzchancen von Absorptionskälteanlagen bildet die Kenntnis über die Höhe der zu erwartenden Investitionskosten. Unter der Verwendung von Angaben verschiedener Hersteller ergeben sich für ein- und mehrstufige Wasser /Lithiumbromid-Anlagen folgende Verhältnisse hinsichtlich spezifischer Investitionskosten:

Kälteleistung	50 kW	1300 bis 2000 DM/kW
	500 kW	300 bis 350 DM/kW
	1000 kW	200 bis 250 DM/kW

Für Ammoniak/Wasser-Absorptionskälteanlagen ist wegen des höheren apparatetechnischen Aufwandes mit deutlich höheren Investitionskosten zu rechnen (ca. 30 bis 50 %).

Einspeisung von Biogas in das öffentliche Gasnetz

Dr. Wolfgang Tentscher

eco Naturgas Handels GmbH, Sprecher Arbeitskreis Gaseinspeisung Fachverband Biogas e.V.

1 Bedeutung der Zugabe von Gas aus Biomasse in das Erdgasnetz

1.1 Biomasseenergie

Biomasse ist einer der bedeutendsten erneuerbaren Energiequellen. Die Europäische Kommission erläutert in dem Weißbuch von 1995 "Energy for the Future: Renewable Sources of Energy"¹ eine Strategie und einen Aktionsplan für die schnellere Nutzung erneuerbarer Energiequellen.

Bisher wurde jedoch die Herstellung von aufkonzentriertem Methan und seine Einspeisung in das Erdgasnetz nicht behandelt. Biogas- und Biomasseenergie kann über das europäische Erdgasnetz nahezu unbegrenzt vermarktet werden² und ist somit keiner Begrenzung durch lokale Wärmemärkte mehr ausgesetzt, für die Biomasse zur Zeit vorwiegend eingesetzt wird. Voraussetzung ist ein Gasnetz mit einer bestimmten Aufnahmekapazität. In Synergie mit Erdgas wird das Methan dann zu den höchsten Brennstoffnutzungsgraden und Wirkungsgraden zugeführt, denen sich die ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch), Stadtwerke und Gasversorgungsunternehmen ständig rühmen. Biogas wird zusammen mit Erdgas in der Erdgasleitung bzw. in großen unterirdischen Speichern zwischengespeichert und nach Bedarf konvertiert, anstatt vor Ort, wie es oft geschieht, abgefackelt zu werden, wenn z.B. das BHKW ausfällt. Wenn Bio-Methan (Grünes Gas) ein eco-Label² erhält, kann es über das Erdgasnetz eventuell zu einem höheren Preis vermarktet werden, als lokal möglich.

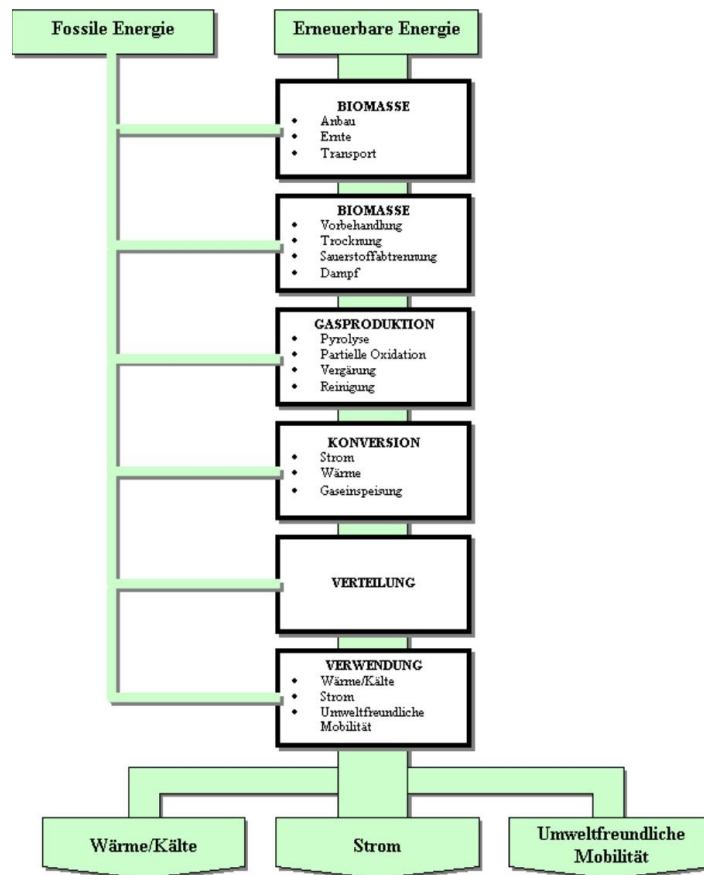
1.2 Verwendung von Energie aus Biomasse

Das aus Biomasse hergestellte Methan wird den verschiedenen Verwertungen zugeführt, wie Abbildung 1 zeigt. Nun wird Gas aus Biomasse, egal ob aus fermentativen oder thermischen Verfahren, so aufbereitet, dass es einspeisungsfähig ist und die Voraussetzung von DVGW G 260 erfüllt. Einjährige und mehrjährige Pflanzen werden angebaut, gelagert, vorbehandelt und fermentativ oder thermisch/chemisch zu Methan konvertiert.

¹ European Commission: Energy for the future: Renewable sources of energy - White Paper for a community Strategy and Action Plan, COM (97) 599 final, Brussels 1997

² Adding Gas from Biomass to the Gas Grid. Final Report, DGC, SGC, Gastec Oct. 2000

Abbildung 1 Verwertungsmöglichkeiten von Gas aus Biomasse, vereinfachte Darstellung



1.3 Wirtschaftliche Aspekte

Die Kostenstruktur von Gas aus Biomasse-Anlagen setzt sich zusammen aus

- Biomassegestehungskosten oder Abfallkosten, beeinflusst durch Verfügbarkeit, Qualität, alternative Vermarktungsmöglichkeiten
- Zinsen und Abschreibungen von Investitionskosten
- Betriebs- und Wartungskosten.
- Gewinn

Einjährige vergärbare Energiepflanzen wie etwa Silomais kosten ca. 40 bis 60 DM/t Frischmasse, Einnahmen über Abfälle schwanken stark. Angebaute Hölzer kosten ca. 120 bis 150DM/t Frischmasse. Mit Restholz sind geringe Einnahmen zu erzielen. Das Einzugsgebiet beträgt für Biogasanlagen bis zu etwa 10 km und für Holz bis zu ca. 50 km im Radius. Betriebskosten liegen zwischen 2 und 15% des eingesetzten Kapitals (ohne Subventionen gerechnet). Gewinne für neue Biogas- und Biomasse-Anlagen mit Gaseinspeisung bei erdgasgleichen Preisen sind bisher nicht darstellbar. Landwirtschaftliche Biogasanlagen produzieren je nach Kapazität zwischen 10 und 20 Pf/kWh, verglichen mit Erdgaspreisen von ca. 8 Pf/kWh für Gasvollversorgung und ca. 14 Pf/kWh für Erdgaskleinverbraucher. Großkunden in der Industrie zahlen für Erdgas etwa 4 Pf/kWh. Auch in Erdgastankstellen setzen Gasversorger das Erdgas zu ähnlichen Preisen ein. Gas aus Biomasse müsste zu etwa diesen Preisen von ca. 4 Pf/kWh produziert werden, damit es privat erworben werden kann. Das ist zur Zeit nicht darstellbar.

Bei der Auftrennung von Biogas in Methan und CO₂ können sich völlig neue Wertschöpfungsketten³ ergeben. Eine mögliche Kette für die Option Durchleitung ist in Abbildung 2

³ eco Naturgas Handels GmbH, Max-Eyth-Allee 22, EG, D-14469 Potsdam

2 Erdgasqualität für Gas aus Biomasse

2.1 Einleitung

Biogas muss kompatibel mit dem zur Verteilung kommenden Gas in der Leitung gemacht werden, denn es darf nach der Zumischung die Verbrennungsvorgänge in den gasbetriebenen Diffusionsbrennern (Wobbe-Index) und Motoren (Methanzahl, Klopfestigkeit) nicht stören. Sie sollen mit der gleichen hohen Effizienz weiterlaufen. Tabelle 1 gibt die Zusammensetzung wieder.

Tabelle 1 Zusammensetzung von Biogasen und Deponiegas

Komponente	Konzentration in	Biogasanlage	Kläranlage	Deponie
Methan	%	60 - 70	55 - 65	45 - 55
Kohlendioxid	%	30 - 40	Differenz	30 - 40
Stickstoff	%	< 1	< 1	5 - 15
Schwefelwasserstoff	ppm	10 - 2.000	10 - 40	50 - 300

Quelle: Polman, E.: Ergebnisse eines Altener Projektes zur Gaseinspeisung mit Fallbeispielen aus den Niederlanden und aus Schweden. Vortrag auf dem Parlamentarischen Abend Gaseinspeisung am 24.01.01 in Berlin

Von entscheidender Bedeutung ist der Methangehalt und damit der Heizwert. Der Heizwert liegt bei Biogas wesentlich niedriger als bei Erdgas. Durchschnittliche Gaseigenschaften sind in Tabelle 2 angegeben. Der Wobbe-Index errechnet sich aus dem Heizwert (unterer Heizwert) oder Brennwert (oberer Heizwert) dividiert durch die Wurzel aus der relativen Dichte.

Tabelle 2: Durchschnittliche Eigenschaften von Erdgas, Stadtgas und Biogas

Parameter	Einheit	Erdgas	Stadtgas	Biogas ¹⁾
H _u ²⁾	MJ/m ³	36,14	16,1	21,48
Dichte	kg/m ³	0,82	0,51	1,21
Wobbe-Index (u)	MJ/m ³	39,9	22,5	19,5
Max. Zündgeschw.	m/s	0,39	0,70	0,25
Theor. Luftbedarf	m ³ Luft/ m ³ Gas	9,53	3,83	5,71
Taupunkt	°C	59	60	60-160

1) 60% CH₄, 35% CO₂, 2% andere; 2) H_u = unterer Heizwert, Heizwert H_i nach DIN 51857

Quelle: Wellinger, A., Lindberg, A. (1998): Biogas upgrading and utilization, IEA Bioenergy Task 24: Energy from biological conversion of organic waste

Gegenwärtig sind alle Gasmotoren an einen bestimmten Bereich von Methanzahlen angepasst. Gas mit abweichenden Methanzahlen kann dem Motor empfindlichen Schaden zufügen. Innerhalb eines bestimmten Bereiches kann das Motormanagement die Einstellungen durchführen. Gegenwärtig liegen die Methanzahlen in den meisten europäischen Gasen zwischen 70 und 100. Die Berechnung der Methanzahl ist nicht einheitlich geregelt.

2.2 Reinigung

Die hauptsächlichen Komponenten von Biogas sind Methan und Kohlendioxid (90-95Vol%). Eine störende Komponente ist in jedem Fall Schwefelwasserstoff, der bis auf <5 mg/m³ im Reingas entfernt werden muss. Dazu sind verschiedene Verfahren geeignet, auf die hier nicht weiter eingegangen wird. Feuchtigkeit muss so weit entfernt werden, dass Kondensation in der Leitung ausgeschlossen ist.

2.3 Methananreicherung und Odorierung

Die Trennung von Methan und Kohlendioxid lässt sich mit verschiedenen Verfahren durchführen. Es gibt trockene und nasse Trennverfahren. Ein übliches nasses Verfahren ist die Druckwäsche. Sie beruht auf der guten Löslichkeit von CO₂ in Wasser, die mit dem Druck zunimmt. Man unterscheidet:

- Absorption durch (neutrale) Wäsche mit Wasser, regenerierbar
- Absorption durch (alkalische) Wäsche mit Zusatz von z.B. Aminen, regenerierbar

Es gibt mehrere trockene Verfahren. Im PSA-Verfahren wird das CO₂ an Molekularsieve adsorbiert, die regenerierbar sind. In einem neu entwickelten drucklosen Membranverfahren wird Flüssigkeit durch hydrophobe semipermeable Membranen geschickt, die von außen mit Biogas angeströmt werden. Durch die Membran diffundiert CO₂ in die Lösung und wird absorbiert. Es kann unter Wärmeeinwirkung wieder desorbiert werden, so dass die Flüssigkeit regeneriert wird.

Das PSA-Verfahren und die Druckwäsche sind erprobt und zuverlässig. Das Membranverfahren wird in Europa erst in einer großtechnischen Anlage in Schweden betrieben.

Wenn Biogas in Niederdruckleitungen eingespeist wird, muß es odorisiert werden. Darunter versteht man die Beimischung flüssiger, typisch riechender Odoriermittel zum Erdgas zum Zwecke der Indikation von Undichtheiten im Leitungssystem, vor allem in Hausinnenleitungen. Dazu wird gewöhnlich THT Tetrahydrothiophen, also ein schwefelhaltiger Stoff, verwendet, der schon in geringen Konzentrationen geruchlich wahrgenommen werden kann. Für den Einsatz in Brennstoffzellen darf kein Schwefel im Gas enthalten sein. Deshalb werden von der Erdgasindustrie Odoriermittel getestet, die leicht entfernt werden können.

3 Versorgung des Gasnetzes mit Gas aus Biomasse

3.1 Einleitung

Deutschland ist zu 80% abhängig von Erdgasimporten. Es gibt 5 überregionale Ferngasversorger, die den deutschen Markt beliefern, BEB, Ruhrgas, Wingas, VNG (Verbundnetz Gas) und TG (Thyssen Gas). Das Erdgas, etwa 90 Mrd. m³ jährlich, wird aus 5 verschiedenen Quellen bezogen, Russland (35%), Niederlande (22%), Norwegen (21%), eigene Produktion (19%), Dänemark/sonstige (3%). Es wird erwartet, dass 2010 die Marktanteile 32%, 19%, 13%, 32% und 4% betragen. Das Gas wird durch 25-30 regionale Ferngasversorger und durch ca. 720 Endversorger zu den Kunden transportiert.

3.2 Gesetzgebung

Im August 1998 ist die EU-Gasrichtlinie verabschiedet worden. Die Regierungen der Länder haben 2 Jahre Zeit, die Bestimmungen in die nationalen Gesetze, in Deutschland das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), einzuarbeiten. Deutschland ist damit seit August 2000 überfällig. Deutschland hat sich als einziges Land in Europa für die verhandelte Lösung im Gasmarkt entschieden, alle anderen Länder für die gesetzlich geregelte. Die Verbändevereinbarung Gas (VV-I) „Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas“ der Verbände ViK, VKU, BGW und BDI ist 04. Juli 2000 unterzeichnet worden. Der Fachverband Biogas e.V. hatte dazu eine Pressemitteilung herausgegeben und kritisiert, dass dem Umweltschutzgedanken überhaupt keine Rechnung getragen wurde.

Zur Gasbeschaffenheit, Punkt-zu-Punkt Transport, Einhaltung des DVGW-Regelwerkes sind Aussagen gemacht.

Die VV-I enthält viele Kannbestimmungen für Netzzugang und Transport, welche die Verhandlungen erschweren und eine Diskriminierung für den Zugang von Biogas darstellen.

Der Fachverband hatte im April 2001 Vorschläge für Ergänzungen zum EnWG ausgearbeitet, um einen Teil der bestehenden Diskriminierungen zu beseitigen und Biogas den Zugang zu den Gasnetzen ausschliesslich nach dem anerkannten DVGW-Arbeitsblatt G 260 zu gewähren. Als Kernstück für den Netzzugang und Beseitigung der **eigentlichen Diskriminierung**, die hauptsächlich wirtschaftlich begründet ist, hat der Fachverband im April 2001 einen Entwurf für ein GEG, Gaseinspeisegesetz, vorgeschlagen. Dieser Entwurf sieht Vergütungen für eingespeistes Biogas von 10 bis 20 Pf/kWh thermisch vor und orientiert sich in dem Aufbau und der Philosophie an dem großen Vorbild EEG. Die erneuerbare Energiequelle ist 100%ig rein (Ausschließlichkeitsprinzip), wenn sie in das Energienetz eingespeist wird. Dort vermischt sich Gas im Gasnetz und Strom im Stromnetz.

Handlungsbedarf ist angesichts der zur Zeit laufenden Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) gegeben. Die Politiker werden aufgefordert, die Rahmenbedingungen zur Förderung der erneuerbaren Energien um die vergütete Biogaseinspeisung zu vervollständigen und damit nicht nur ein weiteres Zeichen gegen die drohende Klimakatastrophe zu setzen, sondern auch für mehr

Beschäftigung im Erneuerbaren Energienbereich zu sorgen. Die Eckpunkte für Biogaseinspeisung sind nach Ansicht des Fachverbandes Biogas⁴:

- Anschlusspflicht,
- Vergütungspflicht,
- Regelung der Netzanschluss- und Netzausbaukosten,
- kostenlose Durchleitung.

3.3 Kontrolle und Messungen

Sicherheitsaspekte werden gewahrt:

- a) Qualität des Gases für den Verbraucher
- b) Sicherheit des Gasnetzes, Korrosionen, Ablagerungen, Odorierung

Kontroll- und Messgeräte sind notwendig, um sicherzustellen, dass die Bedingungen des DVGW-Regelwerkes eingehalten werden. Sie sind außerdem notwendig für die Abrechnung und müssen deshalb eichfähig sein. Als Maßeinheiten für die Gasmenge sind kg gebräuchlich. In der öffentlichen Gasversorgung wird das Volumen im Normzustand V_n als übliche Maßeinheit verwendet. In der Gasversorgung wird üblicherweise eine Gasmenge als Volumen im Betriebszustand V_B gemessen. Die Umrechnung des Volumens im Betriebszustand V_B auf das Volumen im Normzustand V_n erfolgt über den Volumen-Umwertefaktor. Weiterhin müssen Gasbestandteile und Gasbegleitstoffe gemessen und kontrolliert werden. Schließlich müssen die brenntechnischen Kenndaten eingehalten werden. Messwerte werden nachvollziehbar aufgezeichnet und die wesentlichen mit dem GVU kommuniziert.

Da diese Geräte die Investitionskosten nicht unerheblich beeinflussen, müssen sorgfältige Abstimmungen mit dem GVU erfolgen.

4 Gasnetzqualitätsgas aus Biomasse für andere Verwendungen

4.1 Einsatz in Micro-Power Kraftwerken

Eine noch vielversprechendere Anwendung als die für Treibstoff liegt auch außerhalb der vorgeschlagenen Einspeise(mindest)vergütung und ist die in häuslichen Brennstoffzellen. Wie oben schon erwähnt, liegt bei Micro-Power und virtuellem Kraftwerk ein Schwerpunkt der Empfehlungen der Bundesregierung. Beste Voraussetzungen bieten Häuser mit Passivhausstandard. Die Belieferung solcher Haushalte mit Biogas und Konvertierung in einer Brennstoffzelle führt leicht zur Vollversorgung mit Primärenergie. Der Primärenergiebedarf soll nach gültigem Standard 120 kWh/(m²a) nicht überschreiten. Eine GVE (Grossvieheinheit mit 500 kg Lebendgewicht) produziert pro Jahr ca. 550 m³ Biogas oder 3.500 kWh_{th}. Damit versorgt eine Kuh ca. 30 bis 60 m² Passivhauswohnfläche, also eine kleine Wohnung. Ein ha Energieganzpflanzen produziert etwa 40.000 kWh_{th}/ha/Jahr und versorgt damit zwischen 400 und 800 m² Passivhausfläche. Das Beispiel verweist auf die große Ressourcenproduktivität von Biogas. Die heimische Energie Biogas kann besonders im Gasnetz zur Versorgungssicherheit beitragen, denn das Potential von ca. 18 Mrd. m³ Methan aus Biogas und festen Brennstoffen pro Jahr, ca. 20 % des jetzigen Erdgasverbrauches, würde ca. 1.500 Mio. m² Passivhausfläche oder ca. 15 Mio. Haushalte voll versorgen können, wenn das ganze Methan dieser Verwendung zugeführt würde.

4.2 Treibstoff

Eine Einsatzmöglichkeit außerhalb der vorgeschlagenen Einspeise(mindest)vergütung kann in der Erdgastankstelle erfolgen. Zwar wird kritisiert, dass dabei der Wärmeanteil auch nur zu einem geringen Anteil genutzt wird, aber es darf nicht übersehen werden, dass Biogas ein fast idealer Treibstoff für umweltfreundliche Mobilität ist und daher eigentlich umfangreich für solche Anwendungen genutzt werden sollte. Sie hat z.Zt. nur einen Nachteil. Diese Anwendung verspricht zwar im Vergleich zu den heutigen Benzinpreisen, jedoch leider noch nicht zu den Erdgastankstellenpreisen eine gute Wirtschaftlichkeit, auch wenn die Mineralsteuer, Ökosteuer und Durchleitungskosten auf Biogas entfallen.

⁴ Tentscher, W. (2001): Biogas braucht den vollen Zugang zum Erdgasnetz. **AGRARZEITUNG ERNÄHRUNGSDIENST**, Nr. 23, Samstag, den 24. März 2001, Unabhängige Wirtschafts- und Börsenzeitung, **AGRARZEITUNG** Forum Management S. I

Biogas aus völlig neu errichteten kleinen und mittleren landwirtschaftlichen Anlagen können zur Zeit **nicht** mit einem Erdgasverkaufspreis an der Tankstelle von ca. 10 Pf/kWh konkurrieren, in dem je nach Größe der Tankstelle ein hoher Anteil Betriebskosten für die Tankstelle enthalten ist. Die Rahmenbedingungen sind mit ein Grund, warum etwa 400 deutsche Erdgasautos in Schweden mit Biogas aus schwedischen Kläranlagen laufen, aber in Deutschland kein einziges mit Biogas aus einer landwirtschaftlichen Anlage, aber leider auch nicht mit Klärgas. Zu Treibstoff aufbereitetes **Überschussgas** aus landwirtschaftlichen Anlagen, besser aber noch aus großen Kläranlagen und Biotonne-Biogasanlagen könnte auch in Deutschland mit hoher Wahrscheinlichkeit sofort wirtschaftlich erzeugt und an der Erdgastankstelle zusammen mit Erdgas angeboten werden, wie die Betriebskosten der Gastrennungsanlage in der Kläranlage Stuttgart-Mühlhausen zeigt. Die Mineralöl- und Ökostuerbefreiung für Biogas, auch bei kostenfrei gestellter Durchleitung, ist Voraussetzung dabei.

Begrüßenswert wäre es, wenn Biogas als Treibstoff mit seinen vielen Umweltvorteilen in Deutschland in die Prioritätenliste mit aufgenommen würde. Falls dies der Fall wäre, könnte man es möglicherweise trotz der z.Zt. noch relativ hohen Kosten in sensiblen Gebieten vorteilhaft in Kombination mit Biodiesel einsetzen, z.B. in Dieselmotoren auf Schiffen, die mit 5 - 10% Biodiesel oder reinem Pflanzenöl als Stützfeuerung und mit 90 bis 95% Biogas laufen. Erdgas wäre auch eine gute Alternative, bis Biogas wettbewerbsfähig ist.

Bis zu neuen Prioritätsentscheidungen und auch danach sollte man das Vorbild in Schweden beobachten, wo der schwedische König persönlich Biogas aus Kläranlagen als Treibstoff unterstützt und ca. 400 deutsche Erdgasautos für die Umsetzung erworben wurden^[5]. Beobachtenswert ist auch das Vorbild in der Schweiz, wo die Erdgas Zürich AG die Vermarktung von Biogas aus Biotonneanlagen als Treibstoff zu einer Win-Win-Situation gemacht hat^[6]. Biogas wird an drei Stellen um Zürich herum in Kompogasanlagen aus Biotonne erzeugt, der Überschuss aufbereitet, in das Erdgasnetz eingespeist, durchgeleitet und an Gastankstellen entnommen.

Zusammenfassung und Empfehlungen

Der Natur der Biomassekonversion wird man am besten gerecht durch *Freizügigkeit* der Wahl der Netzanbindung, nämlich dem europäischen Strom- oder Gasnetz. Dazu ist ein Bekenntnis zu einem erweiterten Energiemix notwendig. Gas aus Biomasse ist ein Teil des gesamten Spektrums erneuerbarer Energien und sollte so gut und umfangreich wie möglich genutzt werden. Es wird für unabdingbar gehalten, dass

- das Verständnis des Energiemixes zum Wohle der Biomassenutzung vervollständigt wird,
- Biogas/Gas aus Biomasse im Energiemix vervollständigt und im Gasrecht voll unterstützt wird,
- Gas aus Biomasse in einem GEG Gaseinspeisegesetz noch in dieser Legislaturperiode gefördert wird,
- Gas aus Biomasse im Marktanzreizprogramm gefördert wird,
- Gas aus Biomasse, analog dem Strom, in allen europäischen Richtlinien Berücksichtigung findet,
- Gas aus Biomasse vollständig steuerfrei gestellt wird,

In vergleichenden Lebensweganalysen könnten die Eigenschaften der Gaseinspeisung in das Erdgasnetz mit **allen** anderen erneuerbaren Energien und deren Anwendungsmöglichkeiten dargestellt werden, ohne jedoch die Gesetzesvorhaben dadurch aufzuhalten. Eine Revision des Gesetzes könnte nach 2 Jahren Laufzeit erfolgen.

⁵ Polman, E.: Ergebnisse eines Altener Projektes zur Gaseinspeisung mit Fallbeispielen aus den Niederlanden und aus Schweden. Vortrag auf dem Parlamentarischen Abend Gaseinspeisung am 24.01.01 in Berlin

⁶ Weber, J.-C.: Erfahrungen mit der Einspeisung von Biogas in das Züricher Gasversorgungsnetz. Vortrag auf dem Parlamentarischen Abend Gaseinspeisung am 24.01.01 in Berlin

Mehr zu dem gesamten Umfeld bietet die Tagung „**Biogas für alle – eine Stadt-Land-Partnerschaft**“ am 17.-18. Nov. 2003 in Potsdam. Die Tagung wird von der ETI Brandenburg, der eco Naturgas Handels GmbH, dem Fachverband Biogas e.V., dem Deutschen Bauernverband und dem ATB Bornim veranstaltet.

Die zweite Potsdamer Biogas-Konferenz soll neue Projekte vorstellen, durch die Biogas noch mehr Anwendungen finden kann. Biogas könnte als Treibstoff Erdgas substituieren. Nach Einspeisung in das Erdgasnetz steht es auch für die dezentrale Konversion z.B. in Brennstoffzellen in Haushalten zur Verfügung. Dass die Biogasproduktion im ländlichen Raum somit als ein Bindeglied für eine aktive Stadt-Land-Partnerschaft angesehen werden kann und dazu beiträgt, dass sich alle Teile des Landes wirtschaftlich und ökologisch nachhaltig weiter entwickeln können, wird mit politischem und technischem Umfeld durch eine internationalen Studie "Mikrosysteme der integrierten Versorgung" des Sektors Gas und ein neues internationales EU-Projekt BIOCOMM vorgestellt.

Der gegenwärtige ökonomische und technische Stand der mit hohen Erwartungen verbundenen Nutzung von Ganzpflanzen zur Biogaserzeugung wird anhand der Novellierung des EEG, von Forschungsergebnissen und von Demonstrationsprojekten in Deutschland vorgestellt. Die neueste Entwicklung auf dem Handel mit Emissionszertifikaten könnte neue Einkommensmöglichkeiten auch für die Bioenergie eröffnen.

Abgerundet wird die Tagung durch Präsentationen des neuesten Standes der rechtlichen Situation auf dem Erdgassektor, der Technologie zur Biogasaufbereitung und der aktuellen Entwicklung in europäischen Ländern zur Biogasaufbereitung und Biogasverwendung als Treibstoff und zur Gasnetzeinspeisung.

Die Tagung findet im Rahmen der ETI Energie Technologie Initiative Brandenburg statt und richtet sich an alle Personen und Institutionen, die sich mit der Bereitstellung und Nutzung von Biogas beschäftigen. Hierzu zählen insbesondere landwirtschaftliche Unternehmen und Genossenschaften, die Biogasanlagen betreiben und / oder planen. Weiterhin gehören auch Parlamentarier, Mitarbeiter von Ministerien, Kommunen, Verbänden und Gasversorgern sowie Forschungseinrichtungen zu den potenziellen Teilnehmern dieser Veranstaltung.

Mehr dazu erfahren Sie auf der Internetseite www.biogas4all.de oder beim Autor.

Zwahr, Steffen
Eichert, Helmut

Vergleich von Gas-Otto- und Zündstrahlmotoren anhand von
Messungen an Biogasanlagen in Sachsen

1. Einleitung

Die Messungen an in unterschiedlichen Biogasanlagen im Freistaat Sachsen eingesetzten Motoren –sowohl Zündstrahlmotoren als auch Gas-Ottomotoren- wurden primär mit dem Ziel durchgeführt, zukünftige Betreiber von Biogasanlagen mit Empfehlungen bei der Auswahl des Motorkonzeptes zu unterstützen. In diesem Zusammenhang sollte u.a. auch untersucht werden, ob die Anlagengröße oder bestimmte Randbedingungen bei der Auswahl der Motorenart eine Rolle spielen.

Im Hinblick auf eine objektive Beurteilung müssen dazu folgende wichtige Fragen beantwortet werden:

- a) Mit welchem Motorkonzept lassen sich die Grenzwerte nach TA-Luft sicherer bzw. besser erfüllen?
- b) Welche Wirkungsgrade werden mit den unterschiedlichen Motorkonzepten erzielt?
- c) Welche Probleme gibt es hinsichtlich der Zulässigkeit?

Um gesicherte Aussagen im Sinne der Beantwortung der o.a. Fragen zu gewinnen, wurden die entsprechenden Messungen an jeder Anlage im Regelfall nicht nur an einem Tag, sondern an mehreren Meßtagen, die nicht unmittelbar aufeinander folgen, durchgeführt. Dadurch sollte z.B. auch ein eventuell vorhandener Einfluß des sich im Regelfall mehr oder weniger ändernden Methangehalts des Biogases auf das Betriebsverhalten des jeweiligen Motors ermittelt werden.

2. Übersicht zu den Motorkonzepten

Für den Einsatz in Biogasanlagen können unterschiedliche Gasmotoren-Konzepte herangezogen werden (**Bild 1**). Hinsichtlich des Arbeitsverfahrens werden sowohl (fremdgezündete) Gas-Ottomotoren als auch Zündstrahlmotoren (Selbstzündung) nebeneinander eingesetzt. Die Gas-Ottomotoren werden im Magerbereich betrieben, da der $\lambda=1$ -Betrieb aus verschiedenen Gründen problembehaftet ist.

Die Gemischbildung wird praktisch ausnahmslos mit einem Gasmischer (äußere Gemischbildung) realisiert. Zur Verbesserung leistungsbezogener Kenngrößen wird in der Regel eine Abgasturboaufladung mit nachgeschaltetem Ladeluftkühler angewendet. Ein weiterer Vorteil der Aufladung ist die Homogenisierung des Biogas-Luft-Gemisches im Verdichter.

In der Literatur findet man kaum konkrete Hinweise, unter welchen Bedingungen welches Motorkonzept eingesetzt werden soll. Beispielsweise wird in einer Firmenschrift der Fa. Deutz MWM /3/ ausgesagt (s.**Bild 2**), daß Zündstrahlmotoren für große Aggregate und Gas-Ottomotoren für mittlere bis große Einheiten eingesetzt werden sollten. Allerdings ist nicht näher festgelegt, welche Leistungsbereiche unter „mittel“ bzw. „groß“ zu verstehen sind.

Die Brennverfahren des Gas-Ottomotors und des Zündstrahlmotors unterscheiden sich erheblich (**Bild 3**): Während beim Gas-Ottomotor die Zündung durch einen elektrischen Funken eingeleitet wird, was dann in der Folge zum Ausbreiten einer Flammenfront führt, erfolgt im Zündstrahlmotor eine Selbstzündung des eingespritzten Heizöls beim Einsatz von Mehrlochdüsen an mehreren Stellen des Brennraumes.

Bedingt durch die völlig verschiedenartigen Brennverfahren bei Zündstrahl- und Gas-Ottomotoren ist auch ein unterschiedliches Betriebsverhalten mit voneinander abweichenden motorischen Zielgrößen zu erwarten.

Ausgewählte Unterschiede zwischen den Motorenkonzepten und mögliche Auswirkungen auf motorische Zielgrößen sind in der **Tabelle 1** zusammengestellt.

Prinzipbedingt hat der Zündstrahlmotor ein höheres Verdichtungsverhältnis. Aus thermodynamischer Sicht läßt dieses eigentlich einen höheren Wirkungsgrad erwarten. Allerdings ist zu beachten, daß die Verdichtung auch das Temperaturniveau im Brennraum und damit die NO_x-Emission erhöht. Maßnahmen zur Senkung der NO_x-Emission können den Wirkungsgradvorteil erheblich schmälern.

Die mit dem eingespritzten Heizöl eingebrachte Zündenergie ist beim Zündstrahlmotor etwa 1000fach größer als die Energie des elektrischen Funkens. Damit ist es möglich, auch extrem magere Gemische sicher zu entzünden.

Das Luftverhältnis ist eine Größe, mit der motorische Zielgrößen, wie Leistung, Wirkungsgrad und Schadstoffemission erheblich beeinflusst werden (**Bild 4**). Soll beispielsweise der NO_x-Grenzwert ohne Abgas-Nachbehandlungssysteme eingehalten werden, dann muß z.B. ein Luftverhältnis von ca. 1,5 bis 1,6 realisiert werden. Wenn bei einem Gas-Ottomotor ohne Lambda-Regelung der Methangehalt sinkt, dann kann unter Umständen die Magerlaufgrenze überschritten werden, was im ungünstigsten Fall zu Verbrennungsaussetzern, niedriger Leistung und schlechten Wirkungsgraden führen kann. Selbst wenn eine Lambda-Regelung vorhanden ist, die dann für eine vergrößerte Zufuhr an Biogas sorgt, so hat sich doch der Anteil an inertem CO₂ erhöht, was die Entflammungs- und Durchbrennbedingungen erheblich verschlechtert.

Die Bereiche für Luftverhältnisse für unterschiedliche Gasmotoren-Konzepte sind im **Bild 5** dargestellt. Während die Gas-Ottomotoren im für den Biogaseinsatz üblichen Magerbetrieb ohne Vorkammer Luftverhältnisse von 1,4 bis höchstens 1,7 verkraften, sind bei Zündstrahlmotoren Luftverhältnisse bis 2,5 problemlos realisierbar.

Aus der Literatur ist auch bekannt, daß ab einem bestimmten Zylinderdurchmesser die Entflammung magerer Gemische durch einen elektrischen Funken problematisch ist. Es soll nachfolgend kurz überprüft werden, ob diese Tatsache ein Entscheidungskriterium zugunsten des Zündstrahlmotors darstellt. Wird gemäß den Literaturangaben ein maximaler Bohrungsdurchmesser von 200...260 mm angenommen und ein Hub-Bohrungsverhältnis von 1,2 angesetzt, dann ergibt sich ein Zylinderhubvolumen von 7,5 bis 15 l/Zylinder (**Bild 6**). Je nach Zylinderanzahl sind auch im Gas-Ottobetrieb sehr große Gesamthubräume realisierbar, die den Leistungsbereich herkömmlicher Biogasanlagen abdecken sollten.

Beispiele für große Gas-Ottomotoren (allerdings für den Erdgasbetrieb) sind ebenfalls im **Bild 6** enthalten. Der 16-Zylinder-Motor der Deutz AG weist ein Gesamthubvolumen von ca. 270 Liter auf. Selbst wenn z.B. im Biogasbetrieb nur ein effektiver Mitteldruck von ca. 12 bar anstatt 16 bar erreicht werden könnte, wäre noch eine Leistung von 2700 kW darstellbar.

Der Gas-Ottomotor der Jenbacher AG weist ein Gesamt-Hubvolumen von 61 l auf.

Zum Betrieb des Zündstrahlmotors ist ein zusätzlicher Kraftstoff erforderlich, der einerseits die Betriebskosten erhöht, aber andererseits die Lieferung von Wärme und Elektroenergie bei Biogasmangel sicherstellt. Für eine sichere Entflammung des mageren Biogas-Luft-Gemisches ist eigentlich nur eine geringe Einspritzmenge erforderlich. Die Kühlung der Einspritzdüsen macht allerdings einen erhöhten Öldurchsatz durch die Einspritzdüsen erforderlich. Der Mindestdurchsatz durch die Einspritzdüsen wird so bemessen, daß etwa 10...20 % der zugeführten Energiemenge aus dem Heizöl resultieren.

Trotzdem werden die Standzeiten der Einspritzdüsen von Betreibern oft als kritisch eingeschätzt, da der Austausch der Einspritzdüsen einen Kostenfaktor in den Betriebskosten darstellt.

Nicht zuletzt ist zu bemerken, daß bei der Verbrennung im Zündstrahlmotor nachweislich eine Rußbildung stattfindet. Abgesehen davon, daß die TA-Luft die Einhaltung des Grenzwertes für Staub/Ruß von 50 mg/m^3 fordert, könnte die Rußemission eine Rolle für den Wärmeübergang in Abgas-Wärmetauschern bzw. für deren Wartungsintervall spielen. Das **Bild 7** zeigt Filterplättchen, durch die eine bestimmte Zeit ein definierter Volumenstrom an Abgas gesaugt wurde. Während bei Zündstrahlmotoren eine deutliche, von der Last abhängige Beladung der Filterplättchen mit Ruß zu ersichtlich ist, findet beim Gas-Ottomotor praktisch eine rußfreie Verbrennung statt.

3. Schadstoffemission

3.1. Zündstrahlmotoren

Die Ergebnisse der Schadstoffmessungen an einem ersten Zündstrahlmotor sind im **Bild 8** dargestellt: Im oberen Teil des Bildes sind u.a. die Verläufe der Einflußgrößen Leistung und Einspritzmenge dargestellt, die während der Untersuchungen variiert wurden. Bei der Bewertung der NO_x- und CO-Emission ist ersichtlich, daß weder der CO- noch der NO_x-Grenzwert eingehalten wird. In der für die Bewertung wesentlichen Vollast ist der Abstand der CO-Emission zum Grenzwert geringer als es bei der NO_x-Emission der Fall ist. Während die Einspritzmenge im Variationsbereich keinen signifikanten Einfluß aufweist, beeinflußt die Leistung (Motorlast) die Schadstoffemission ganz erheblich. Mit abnehmender Last sinkt zwar die NO_x-Emission, die CO-Emission steigt dagegen deutlich an. Bezüglich der Rußemission hat die Last erwartungsgemäß einen deutlichen Einfluß. Bemerkenswert ist, daß die Einspritzmenge dagegen diesbezüglich keine nennenswerte Rolle zu spielen scheint.

Mit freundlicher Unterstützung des Errichters der Anlage wurde außerdem der Einspritzbeginn variiert, um die Auswirkungen auf die Schadstoffemission und den Wirkungsgrad zu ermitteln. Die Ergebnisse sind im **Bild 9** dargestellt. Auch hier wird wieder ersichtlich, daß die Einspritzmenge an Heizöl für die Schadstoffemission nur eine untergeordnete Rolle spielt. Der Einspritzbeginn übt dagegen einen ganz erheblichen Einfluß aus und läßt einen Zielkonflikt erkennen: Bei einer Spätstellung des Einspritzbeginns wird zwar die NO_x-Emission gesenkt; die CO-Emission, die schon über dem Grenzwert liegt, wird durch diese Maßnahme weiter erhöht. Außerdem wurde eine Verschlechterung des Wirkungsgrades ersichtlich.

An dieser Stelle erhebt sich die Frage, ob die ermittelten Zusammenhänge ein generelles Problem von Zündstrahlmotoren darstellen. Aus diesem Grund wurden Untersuchungen an einer weiteren Biogasanlage mit Zündstrahlmotoren durchgeführt.

Die Meßergebnisse werden im **Bild 10** gezeigt. Im oberen Teil des Bildes sind wieder die zeitlichen Verläufe der Versuchsbedingungen dargestellt. Die Messungen konnten aus verschiedenen Gründen nur in der Vollast durchgeführt werden. Da für beide Aggregate nur eine gemeinsame Stelle zur Abgasentnahme vorhanden war, wurde die Separatisierung durch Abschalten von jeweils einem Aggregat vorgenommen.

Die zeitlichen Verläufe der Schadstoffemission für CO und NO_x sind im unteren Teil des **Bild 10** dargestellt. Es ist ersichtlich, daß an diesem Zündstrahlmotoren die Einstellung so vorgenommen wurde, daß zwar die NO_x-Emission im Vergleich zur vorher vorgestellten Anlage viel näher am Grenzwert liegt, dafür aber der CO-Grenzwert um ein Vielfaches überschritten wird. Abgesehen davon, daß auch bei dieser Anlage weder der Grenzwert für NO_x noch für CO eingehalten wird, ist wieder der Zielkonflikt zwischen den Emissionen dieser Komponenten ersichtlich.

Die Wirkungsgradmessungen haben bestätigt, daß diese Verschiebung zugunsten der NO_x-Reduzierung zu einem schlechteren Wirkungsgrad führt.

Um die Schadstoffgrenzen einzuhalten, stehen eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung. In der **Tabelle 2** sind Maßnahmen zur Verringerung der Schadstoffemission von Dieselmotoren zusammengestellt. Diese Maßnahmen können ebenfalls zur Beeinflussung der Schadstoffemission von Zündstrahlmotoren angewendet werden. In dieser Tabelle wird wieder ersichtlich, daß sich Maßnahmen auf die einzelnen Zielgrößen auch in unterschiedliche Richtung auswirken. Beispielsweise senkt eine Spätstellung des Einspritzbeginns die NO_x-Emission, dafür sind aber die bereits erwähnten Verschlechterungen bzgl. Wirkungsgrad, Ruß- und nicht zuletzt CO-Emission in Kauf zu nehmen.

Die Einhaltung der Grenzwerte nach TA-Luft ist mit dem Zündstrahlmotor sicherlich realisierbar, kostet aber noch weitere Anstrengungen. Da separate Einzelmaßnahmen vermutlich nicht zum Ziel führen, sondern im Komplex berücksichtigt werden müssen, ist hier ein multivariablen Optimierungsproblem zu lösen, das sich bis hin zur Überarbeitung des Brennverfahrens erstrecken kann.

3.2. Gas-Ottomotoren

An der ersten untersuchten Biogasanlage mit einem Gas-Ottomotor war die Lambda-Regelung defekt. Aus diesem Grund wurde vom Betreiber willkürlich ein Wert für das Luftverhältnis eingestellt. Eine solche Einstellung läßt allerdings keine objektive Beurteilung zu, ob die Schadstoff-Grenzwerte eingehalten werden. An dieser Anlage wurde deshalb die Möglichkeit genutzt, das Luftverhältnis zu variieren, um einerseits den Einfluß auf die Zielgrößen zu ermitteln und andererseits die Frage zu beantworten, ob es problemlos möglich ist, mit dem Gas-Ottomotor sowohl den CO- als auch den NO_x-Grenzwert gleichermaßen einzuhalten.

Bild 11 zeigt die Ergebnisse der Variation des Luftverhältnisses: Es ist ersichtlich, daß die angegebene Leistung von 240 kW nur bis zu einem Luftverhältnis von etwas über 1,3 realisiert werden kann. Darüber hinaus ist die Drosselklappe voll geöffnet und eine Verringerung des Biogasanteils führt zu einer Reduzierung der zugeführten Energie und damit zur Verringerung der abgegebenen Leistung.

Die NO_x-Emission wird erwartungsgemäß mit zunehmender Abmagerung verringert. Bei dem eingestellten Zündwinkel, der ebenfalls die motorischen Zielgrößen erheblich beeinflusst, wird der NO_x-Grenzwert ab einem Luftverhältnis von knapp über 1,4 unterschritten. Wird ein Sicherheitsabstand zur Grenze realisiert, dann beträgt die erreichbare Leistung nur noch ca. 210...220 kW anstatt der angegebenen 240 kW. Die CO-Emission liegt im gesamten Untersuchungsbereich unterhalb des Grenzwertes. Zusammenfassend kann hier festgestellt werden, daß die Einhaltung der Schadstoffgrenzen bei einem entsprechend großen Luftverhältnis möglich ist, wobei allerdings die abgegebene Leistung und der Wirkungsgrad sinken.

Weitere Messungen wurden an einer Anlage mit einem Gas-Ottomotor ohne Lambda-Regelung durchgeführt. Die Meßergebnisse sind im **Bild 12** dargestellt: Zu Beginn der Messungen (Vollast) wurde der Grenzwert für die NO_x-Emission deutlich unterschritten. Nach einem Motorstillstand durch Biogasmangel wurden zunächst reduzierte Leistungen eingestellt, wobei in diesen Betriebszuständen, abgesehen von einer Ausnahme, der NO_x-Grenzwert eingehalten wird. In der sich anschließenden Vollast wurde dagegen der NO_x-Grenzwert signifikant überschritten. Die durchgeführte Analyse des Biogases hat einen erhöhten Methananteil im Biogas ergeben, der zu einer Verringerung des Luftverhältnisses und dem damit verbundenen Anstieg der NO_x-Emission geführt hat. Nach Rücksprache mit dem Betreiber wurde festgestellt, daß während des Motorstillstands Biogas vom Innenreaktor in den beinahe geleerten Speicher geleitet wurde.

Die CO-Emission liegt praktisch unbeeinflusst von den Einflußgrößen knapp unterhalb des TA-Luft-Grenzwertes.

Im Ergebnis dieser Untersuchung kann bestätigt werden, daß der Magerbetrieb ohne Lambda-Regelung nur stabile Zielgrößen (Schadstoffemission und Wirkungsgrad) erwarten läßt, wenn der Methangehalt im Biogas nahezu konstant ist.

In einer weiteren analysierten Biogasanlage sind Gas-Ottomotoren mit Lambda-Regelung installiert.

Die an einem stellvertretend ausgewählten Aggregat ermittelten Schadstoffemissionen sind für unterschiedliche Leistungsstufen im **Bild 13** dargestellt. Abgesehen von einer Ausnahme, die auf einen Regelvorgang zurückzuführen ist, wird der NO_x-Grenzwert mit einem relativ großen Sicherheitsabstand zuverlässig eingehalten. Der sehr geringe Wert für die NO_x-Emission bei einer Zeit von 230 s ist auf das Übergangsverhalten bei einem Lastwechsel zurückzuführen. Bezüglich der CO-Emission ist zu bemerken, daß auch der CO-Grenzwert auf einem im Vergleich zur TA-Luft-Grenze sehr niedrigen Niveau sicher eingehalten wird.

Ähnliche Ergebnisse zeigen Messungen an einem weiteren Aggregat (**Bild 14**). Bei diesem Aggregat wurde eine Einstellung realisiert, die zu NO_x-Emissionen führt, die der Hälfte des NO_x-Grenzwertes nach TA-Luft entsprechen. Durch diese Maßnahme ist der Abstand der CO-Emission zum Grenzwert etwas geringer geworden, wobei der Grenzwert jedoch noch sicher eingehalten wird. An dieser Stelle ist zu bemerken, daß trotz der NO_x-optimierten Einstellung dennoch ein akzeptabler Wirkungsgrad erreicht wird.

4. Wirkungsgrad und Zuverlässigkeit

Die **Tabelle 3** beinhaltet neben einer Übersicht zu den in den untersuchten Anlagen eingesetzten Motoren Aussagen zu den erreichten Wirkungsgraden (elektrisch) und den Extrakt der Einschätzungen der Betreiber zur Zuverlässigkeit der Anlagen.

Wird der Zündstrahlmotor bei einer erhöhten NO_x-Emission betrieben, dann werden relativ große Wirkungsgrade von über 35% erreicht. Eine NO_x-reduzierte Einstellung führt dagegen zu geringeren Wirkungsgraden (elektr.) von nur 30...31 %, wobei allerdings die Größe des Motors selbst noch den Wirkungsgrad beeinflusst.

Bemerkenswert ist der relativ große Heizölanteil beim Betrieb der Zündstrahlmotoren, der nach Aussagen der Betreiber für die Realisierung der Standfestigkeit der Motoren erforderlich ist. Ist die Kühlung durch einen entsprechend großen Heizölanteil gewährleistet, dann wird von der Seite der Betreiber ein zuverlässiger Motorbetrieb bescheinigt.

Der in der Anlage Großvoigtsberg eingesetzte Gas-Ottomotor weist den Mangel einer fast ständig defekten Lambda-Regelung auf. Das Mischungsverhältnis wird vom Betreiber willkürlich eingestellt. Die Untersuchungen zum Einfluß des Luftverhältnisses haben ergeben, daß unter Einhaltung des Grenzwertes für NO_x ein vergleichsweise geringer Wirkungsgrad (elektr.) von etwa 28 % erreicht wird.

Bei den Messungen an der in Neukirchen vorhandenen Anlage war keine Wirkungsgrad-ermittlung möglich, da kein Gaszähler installiert war bzw. im Rahmen dieser Untersuchungen nicht installiert werden konnte. Das Verhältnis von elektrischer zur thermischen Leistung läßt jedoch ähnliche Wirkungsgrade wie die des Gasmotors in der Anlage Großvoigtsberg erwarten.

Vom Betreiber wurde auf einen erheblichen Motorschaden hingewiesen, der durch Ventilstecken aufgetreten ist und einen Austausch von Zylinderköpfen und des betreffenden Kolbens erforderlich gemacht hat.

In der Anlage Zobes sind 3 Gas-Ottomotoren mit unterschiedlichen Leistungsbereichen installiert. Die Ergebnisse repräsentieren auch die Weiterentwicklung der Gasmotorentechnik: Mit den neueren Motoren werden trotz sehr geringer NO_x-Werte verhältnismäßig gute Wirkungsgrade (elektr.) von 32...34% erreicht. Das ältere Aggregat weist dagegen nur einen geringeren Wirkungsgrad von 29...30% auf.

Laut Aussagen des Betreibers sind an den untersuchten Motoren keine nennenswerten Probleme aufgetreten.

5. Zusammenfassung und Ausblick

An Biogasanlagen im Freistaat Sachsen wurden sowohl Abgas- als auch Wirkungsgradmessungen an Zündstrahl- sowie an Otto-Gasmotoren durchgeführt. Durch diese Untersuchungen sollte geklärt werden, mit welchem Motorenkonzept die Schadstoff-Grenzwerte nach TA-Luft besser bzw. stabiler eingehalten werden und welche Wirkungsgrade bei der Einhaltung der Grenzwerte erreichbar sind. Außerdem sollten durch die Befragung der Betreiber Aussagen zur Zuverlässigkeit der Motoren getroffen werden.

Die ermittelten Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Die untersuchten Zündstrahlmotoren haben weder den Grenzwert für CO noch für NO_x erreicht. Zwischen diesen Schadstoffkenngrößen ist ein Zielkonflikt zu lösen, d.h. eine NO_x-reduzierte Einstellung führt zu einem Anstieg der CO-Emission und auch zu einer signifikanten Verschlechterung des Wirkungsgrades. Wenn eine bestimmte Mindest-Einspritzmenge an Heizöl realisiert wird, dann verrichten die Zündstrahlmotoren zuverlässig ihren Dienst auch bei niedrigem Methangehalt im Biogas.

Mit Gas-Ottomotoren nach dem Magerkonzept ist die Einhaltung der Grenzwerte nach TA-Luft bei entsprechender Wahl des Luftverhältnisses problemlos möglich. Die CO-Grenze wird im interessierenden Bereich des Luftverhältnisses generell unterschritten. Unter bestimmten Bedingungen kann sogar die Hälfte des Grenzwertes der TA-Luft für die Stickoxide erreicht werden. Bei der neuen Generation von Gas-Ottomotoren liegen dabei sogar noch vergleichsweise günstige Wirkungsgrade vor.

Ein sicherer Betrieb des Gas-Ottomotors ist jedoch nur mit einer Lambda-Regelung möglich. Wenn sich z.B. die Biogaszusammensetzung ändert, dann wird das Mischungsverhältnis von Methan zu Luft entsprechend dem Sollwert angepaßt, so daß einerseits die NO_x-Grenze eingehalten wird und andererseits kein Überschreiten der Magergrenze zugelassen wird.

Allerdings ist zu beachten, daß bei einer Reduzierung des Methangehalts zwar die Biogasmenge angepaßt wird, sich aber der Anteil an inertem CO₂ erhöht, was die Entflammungs- und Durchbrennbedingungen verschlechtert. Aus diesem Grund ist es beim Einsatz dieser Motoren für eine -in bestimmten Grenzen gleichbleibende- Biogasqualität zu sorgen.

Abgesehen von Problemen mit der Lambda-Regelung einer Anlage und dem Ventilstecken an einem Motor in einer weiteren Anlage ist auch mit dem Gas-Ottomotor ein weitgehend zuverlässiger Betrieb möglich.

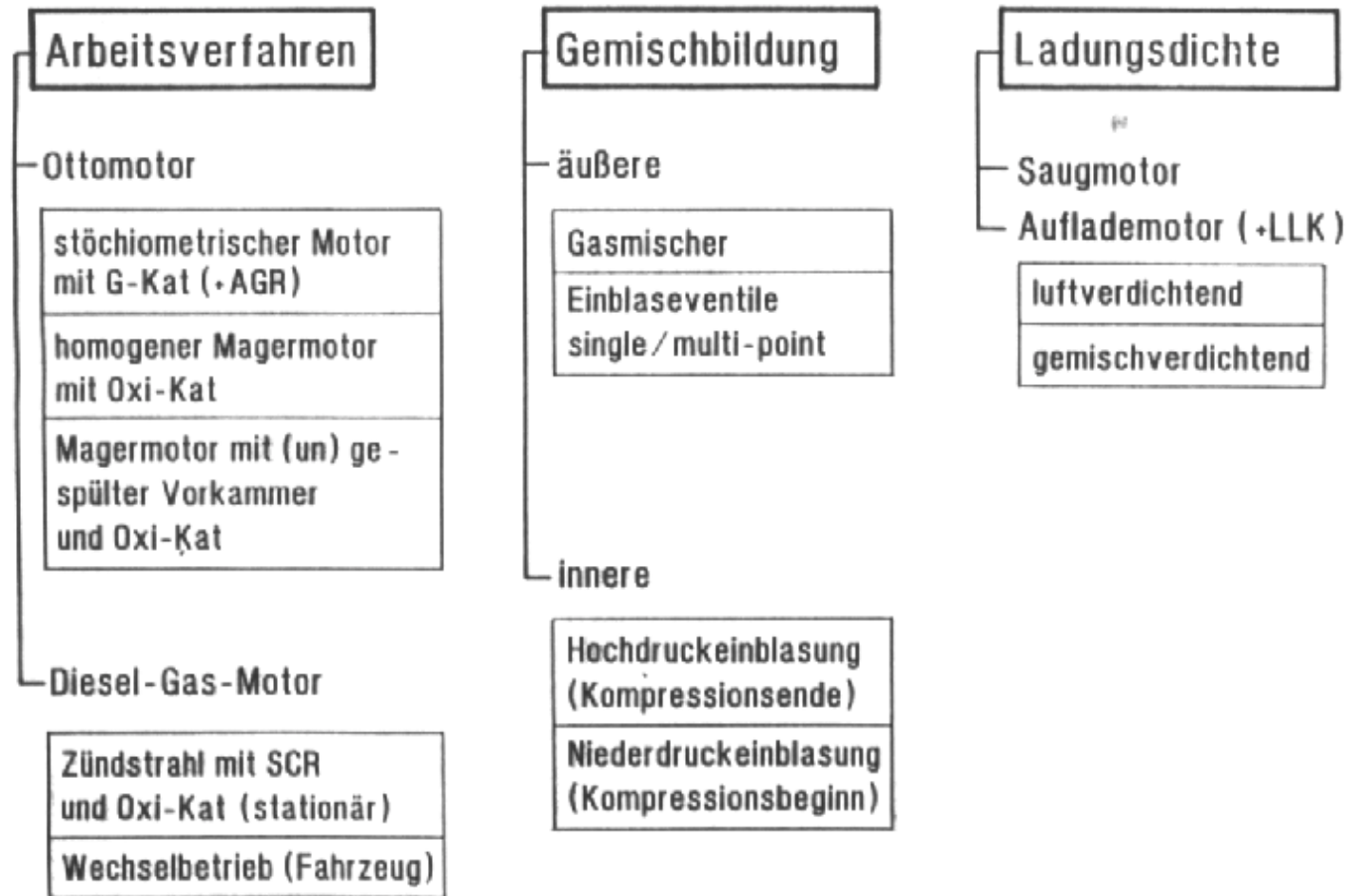
Da noch nicht alle Fragen ausreichend beantwortet werden konnten, ist für die nähere Zukunft geplant, zur Bewertung der Motorenkonzepte Grundlagenuntersuchungen an einem Einzylinder-Motor durchzuführen. Dieses Einzylinderaggregat wird mit Hilfe von unterschiedlichen Verbrennungsausrüstungen zum einen als Zündstrahl- und zum anderen als Gas-Ottomotor betrieben (**Bild 15**).

An diesen Motoren werden wesentliche Einflußgrößen (s. **Bild 15**) separat und auch im Komplex variiert, um deren Auswirkungen auf die motorischen Zielgrößen tiefgründig zu untersuchen und damit einen umfassenden Vergleich zwischen den Motorkonzepten vornehmen zu können.

Neben der Bewertung von Zielgrößen wie Wirkungsgrad und Schadstoffemission erfolgt eine thermodynamische Analyse der Innenvorgänge (z.B. Ermittlung des Brennverlaufs) mit Hilfe von Indizieruntersuchungen.

Literaturverzeichnis

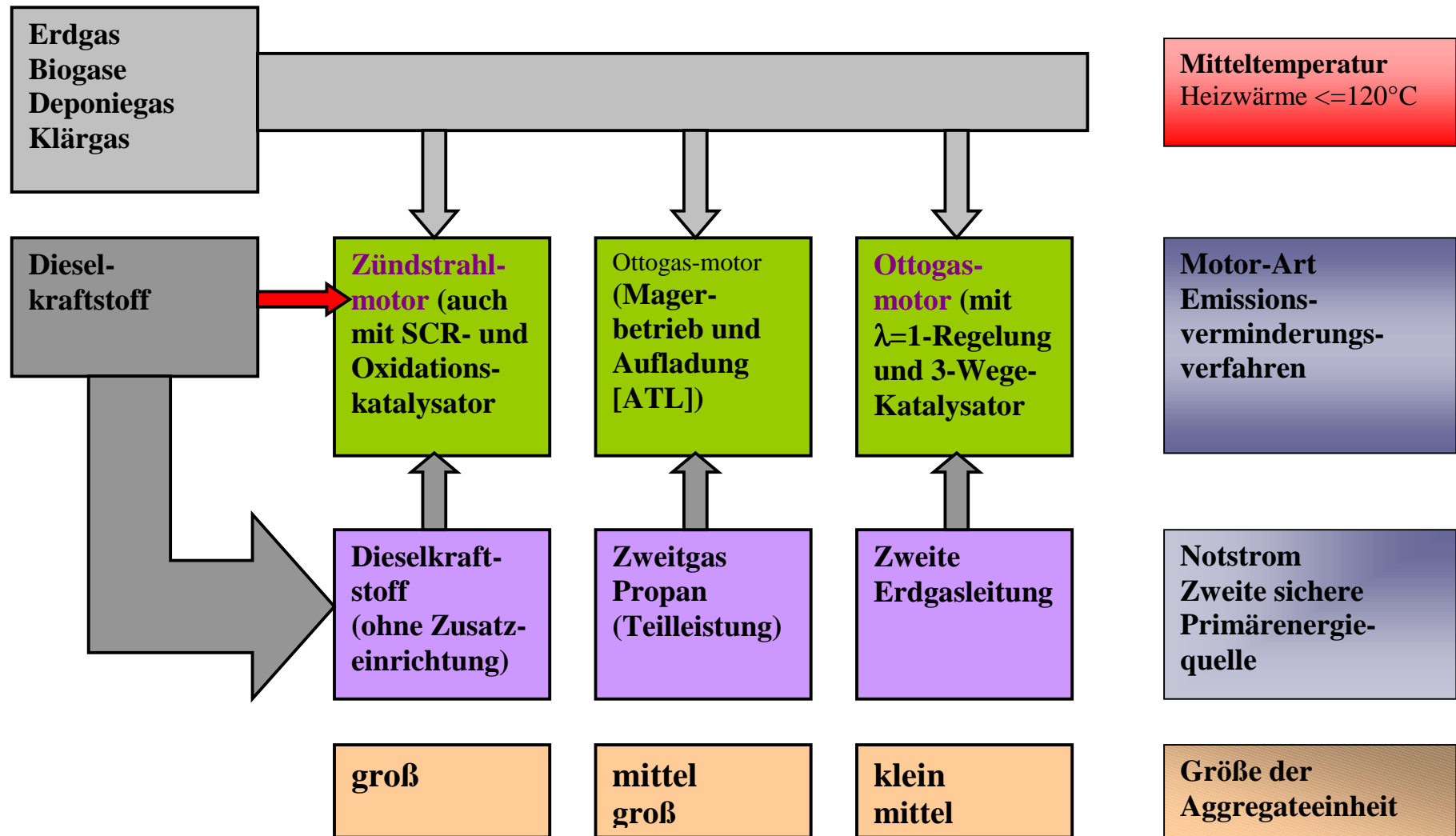
- /1/ Behrens, R. TBG 632 – Ein neuer Großgasmotor mit hohem Wirkungsgrad
Henn, R. MTZ Motortechnische Zeitschrift 62 (2001) 2
Stellwagen, K.
- /2/ Herdin, G. R. Neue Gasmotorengeneration Jenbacher 320 HEC
Gruber, F. MTZ Motortechnische Zeitschrift 62 (2001) 2
Henkel, W.
- /3/ Firmenschrift der Deutz MWM
- /4/ Wiedemann, Das Öko-Polo-Antriebskonzept
u.a. MTZ Motortechnische Zeitschrift 54 (1993) 7/8
- /5/ Athenstaedt, G. Entwicklung stationärer Gasmotoren seit dem Inkrafttreten der TA-Luft
MTZ Motortechnische Zeitschrift 54 (1993) 11
- /6/ Schiffgens, H.-J. Entwicklung stationärer Gasmotoren seit dem Inkrafttreten der TA-Luft
u.a. MTZ Motortechnische Zeitschrift 54 (1993) 7/8



Gasmotoren-Konzepte

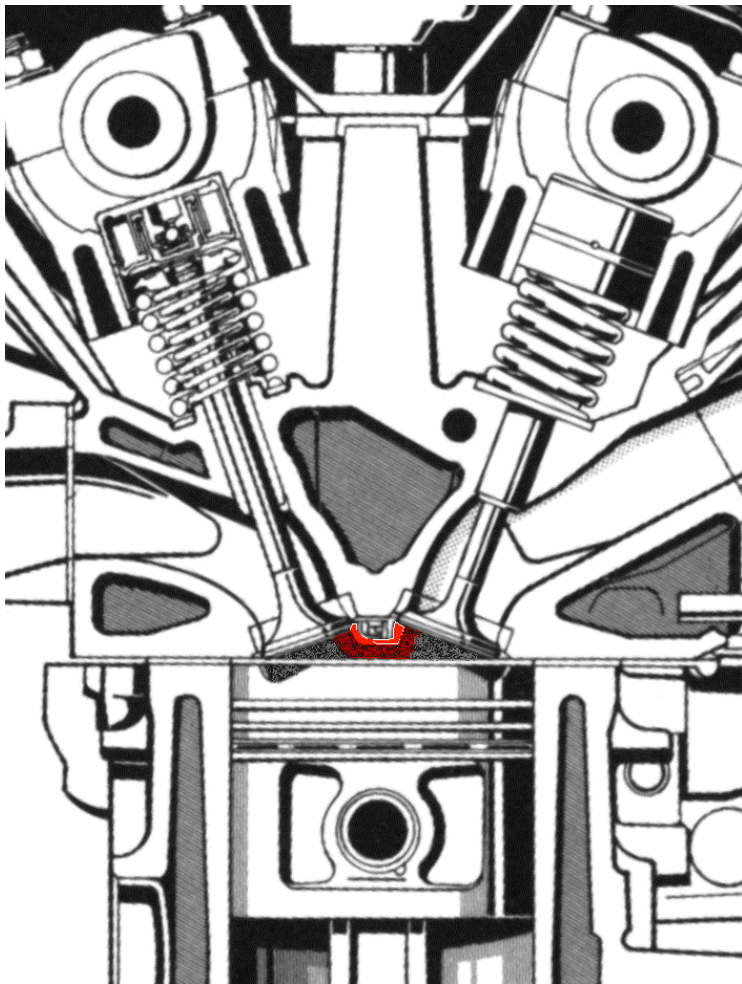
Quelle: Schiffgens u.a., Einfluß der Methanzahl auf die Verbrennung im Gas-Ottomotor, MTZ 54, H.7/8

Bild 1

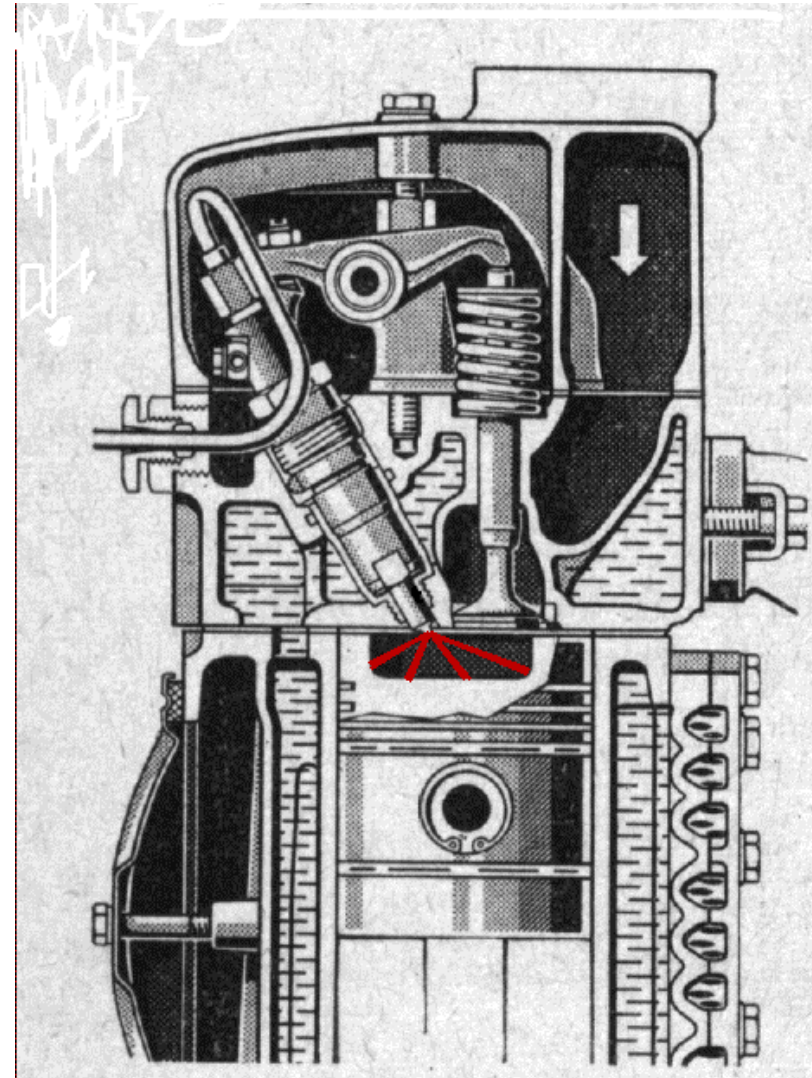


Auswahlschema für Gasantriebe (Quelle: Firmenschrift der Deutz MWM)

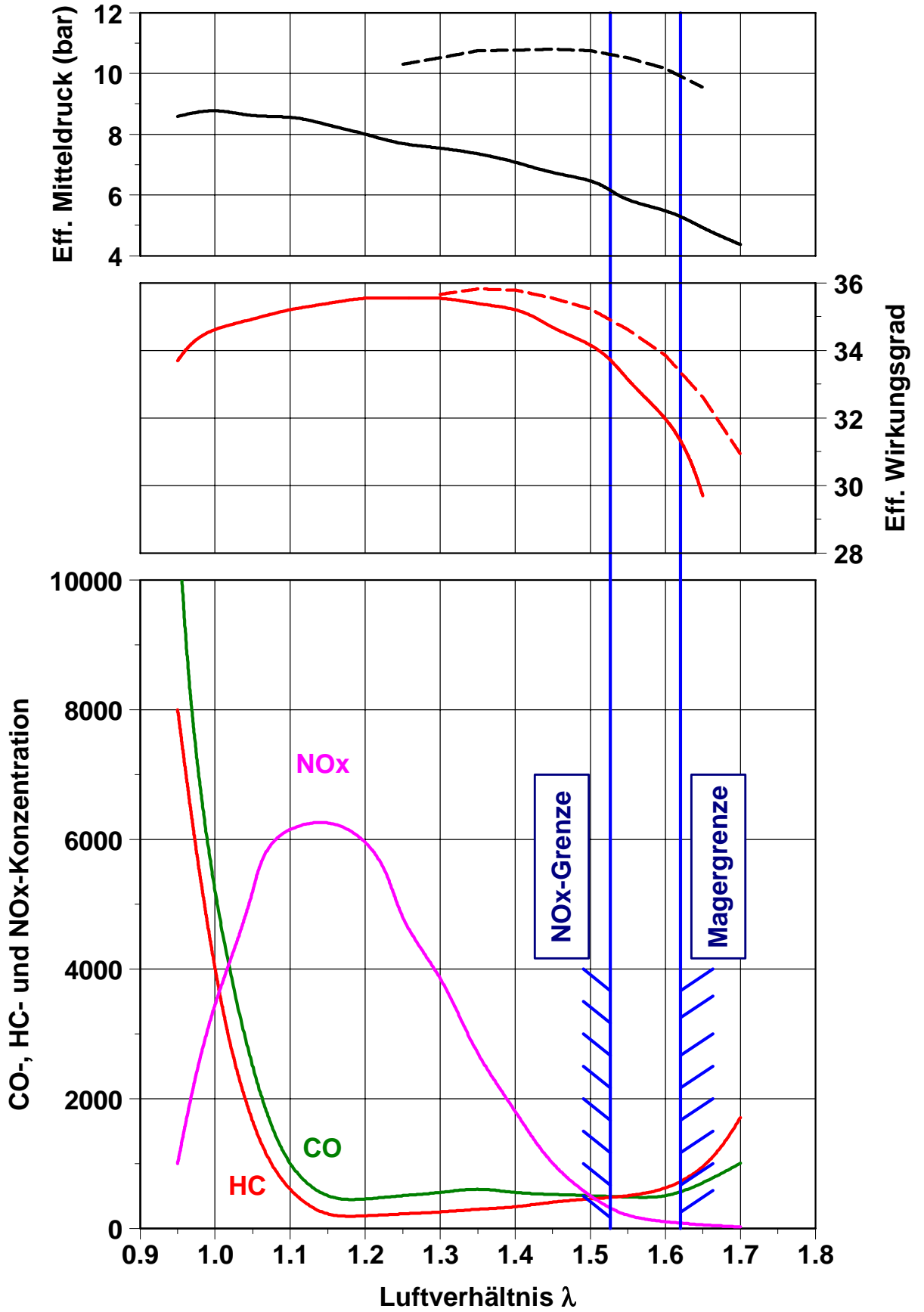
Bild 2



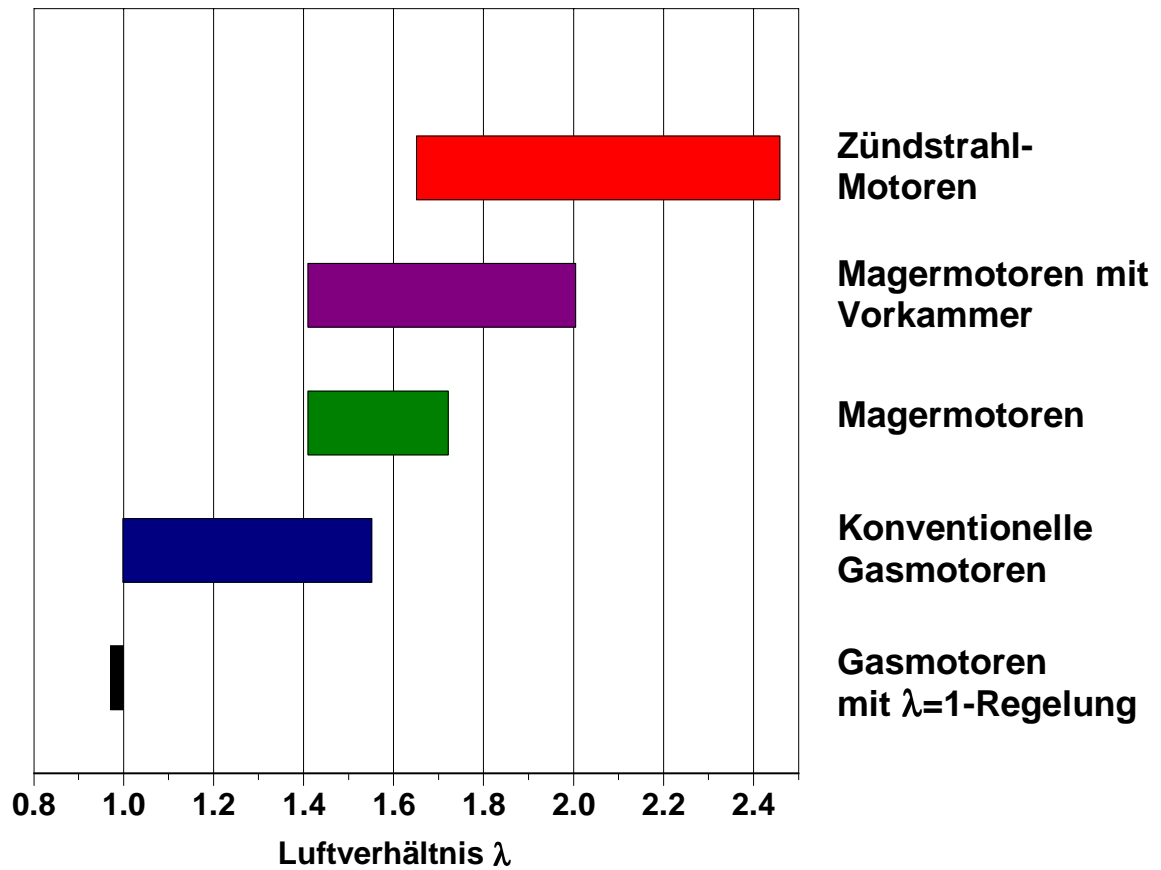
Gasmotor: Einleitung der Verbrennung durch Funken an der Zündkerze
Ausbreitung einer Flammenfront



Zündstrahlmotor: Einleitung der Verbrennung durch fast gleichzeitige Explosion (Selbstzündung) des eingespritzten Heizöls

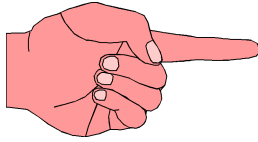


Einfluß des Luftverhältnisses auf motorische Zielgrößen
Quelle: Firmenschrift Deutz MWM



Bereiche für das Luftverhältnis für unterschiedliche Gasmotoren-Konzepte

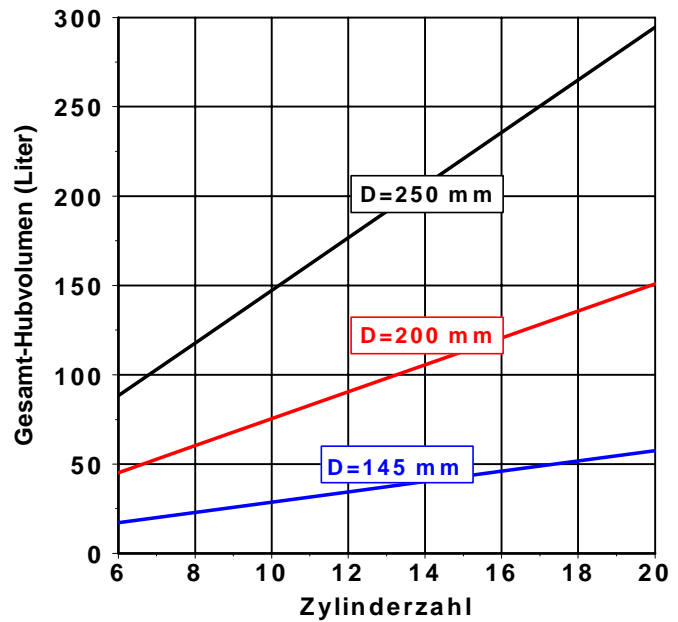
Quelle: Athenstaedt, G. Entwicklung stationärer Gasmotoren seit dem Inkrafttreten der TA-Luft, MTZ 54, 11



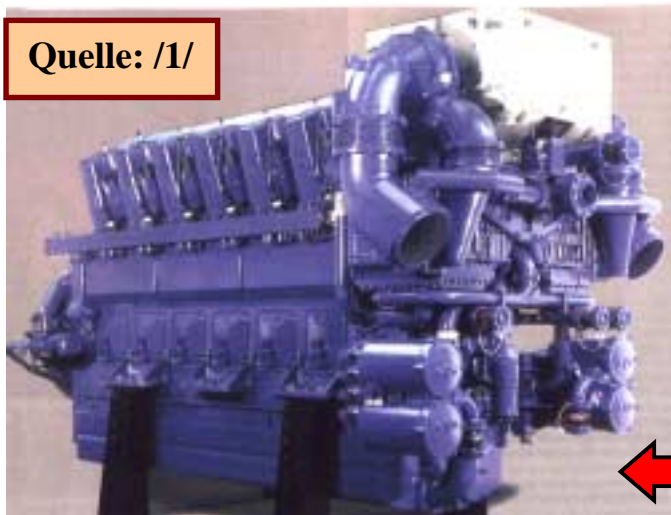
Bei der Auswahl der Motorenart spielt der Zylinderdurchmesser eine Rolle!

Laut Literaturangaben reicht die Energie der Zündkerze nicht aus, um mageres Gemisch im Brennraum zu zünden! (Quelle: Athenstaedt, G. Entwicklung stationärer Gasmotoren seit dem Inkrafttreten der TA-Luft MTZ 54, H. 11)

Für Gasmotoren 200 mm – 260 mm Bohrungsdurchmesser mit Hub-Bohrungsverhältnis=1,2 ergibt sich ein Zylinderhubvolumen → $V_h=7,5...15 \text{ l/Zyl}$



Quelle: /1/



**TBG 632 Deutz AG
Mannheim
12/16 Zylinder
Bohrung/Hub: 260/320 mm
Für Erdgasbetrieb:
P=3620 kW, $p_e=16 \text{ bar}$
Wirkungsgrad > 42,5%**

**320 HEC Jenbacher AG
20 Zylinder
Bohrung/Hub: 145/185 mm
 $p_e=18...26 \text{ bar}$
Leistungsdichte: 24,6 kW/l
Wirkungsgrad ca. 44%**

Quelle: /2/



Zündstrahlmotoren



Aggregat Nr. 2
Vollast



Aggregat Nr. 2
 $\frac{3}{4}$ -Last



Aggregat Nr. 2
 $\frac{1}{2}$ -Last



Aggregat Nr. 1+2
Vollast



Aggregat Nr. 2
Vollast

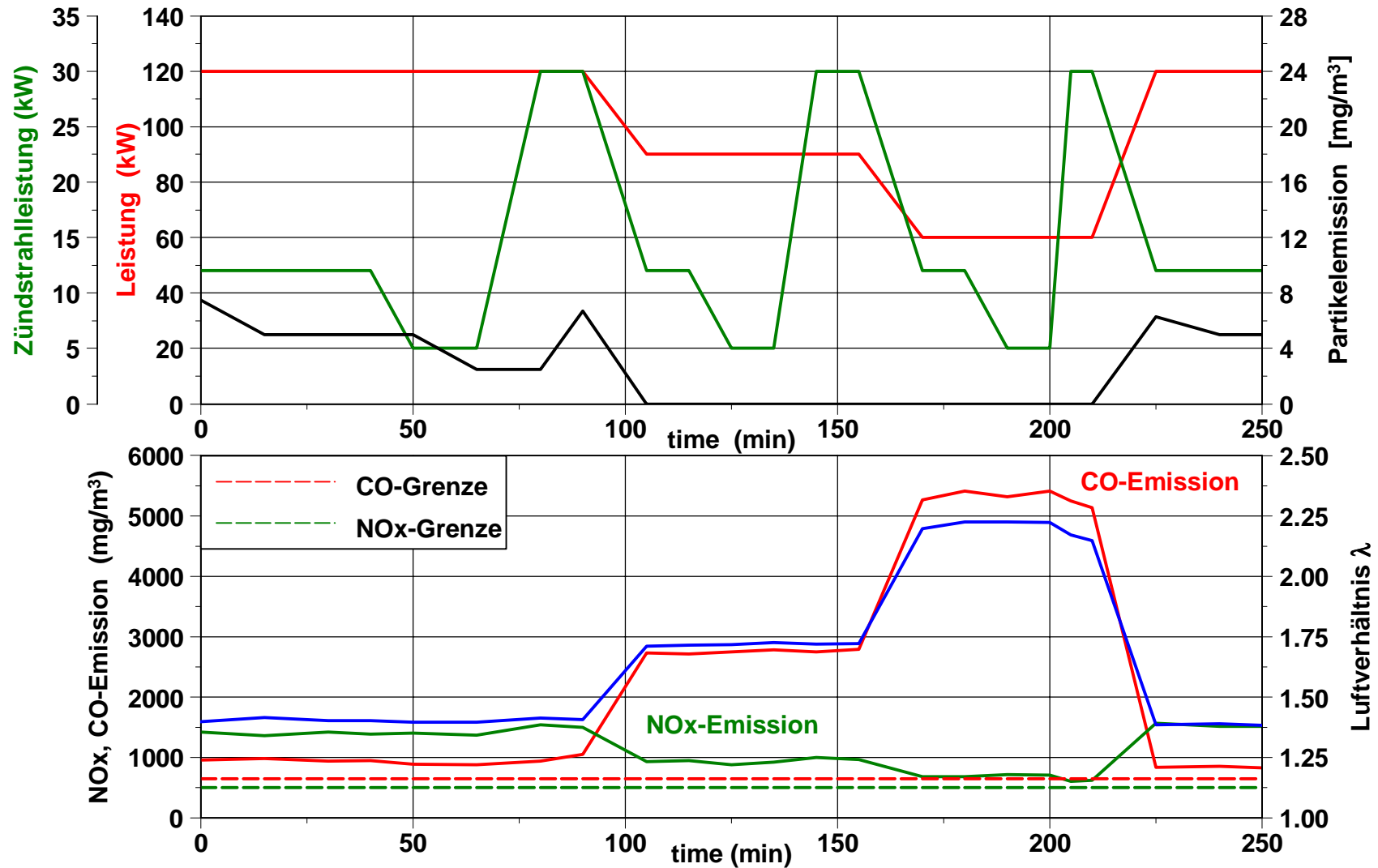


Aggregat Nr. 1
Vollast

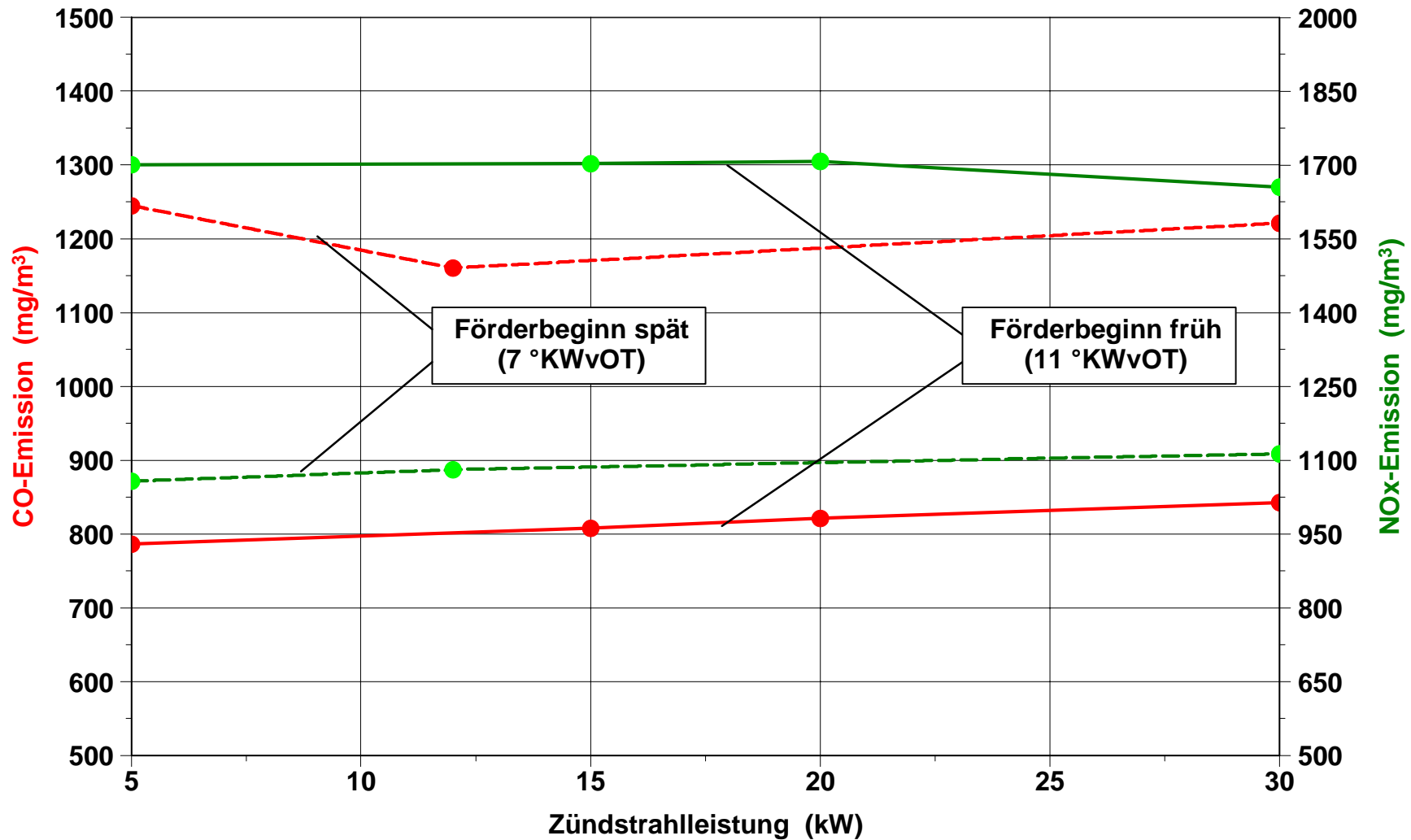
Gas-Ottomotor



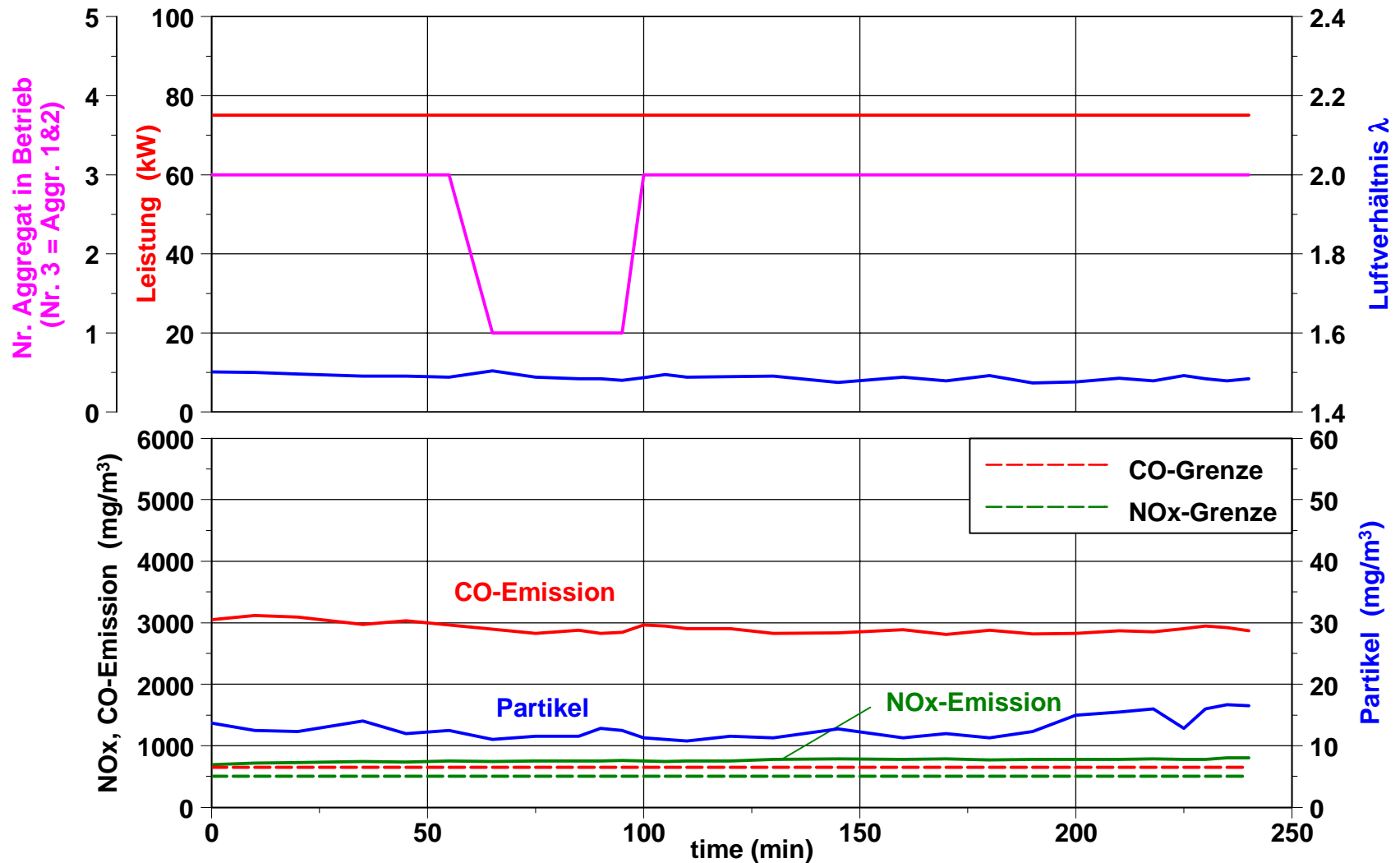
Rußbeladung von Filterblättchen bei Abgasmessungen an Zündstrahl- bzw. Otto-Gasmotoren



Zeitliche Verläufe der Einstellgrößen und der Schadstoffemission eines Zündstrahlmotors in einer Biogasanlage

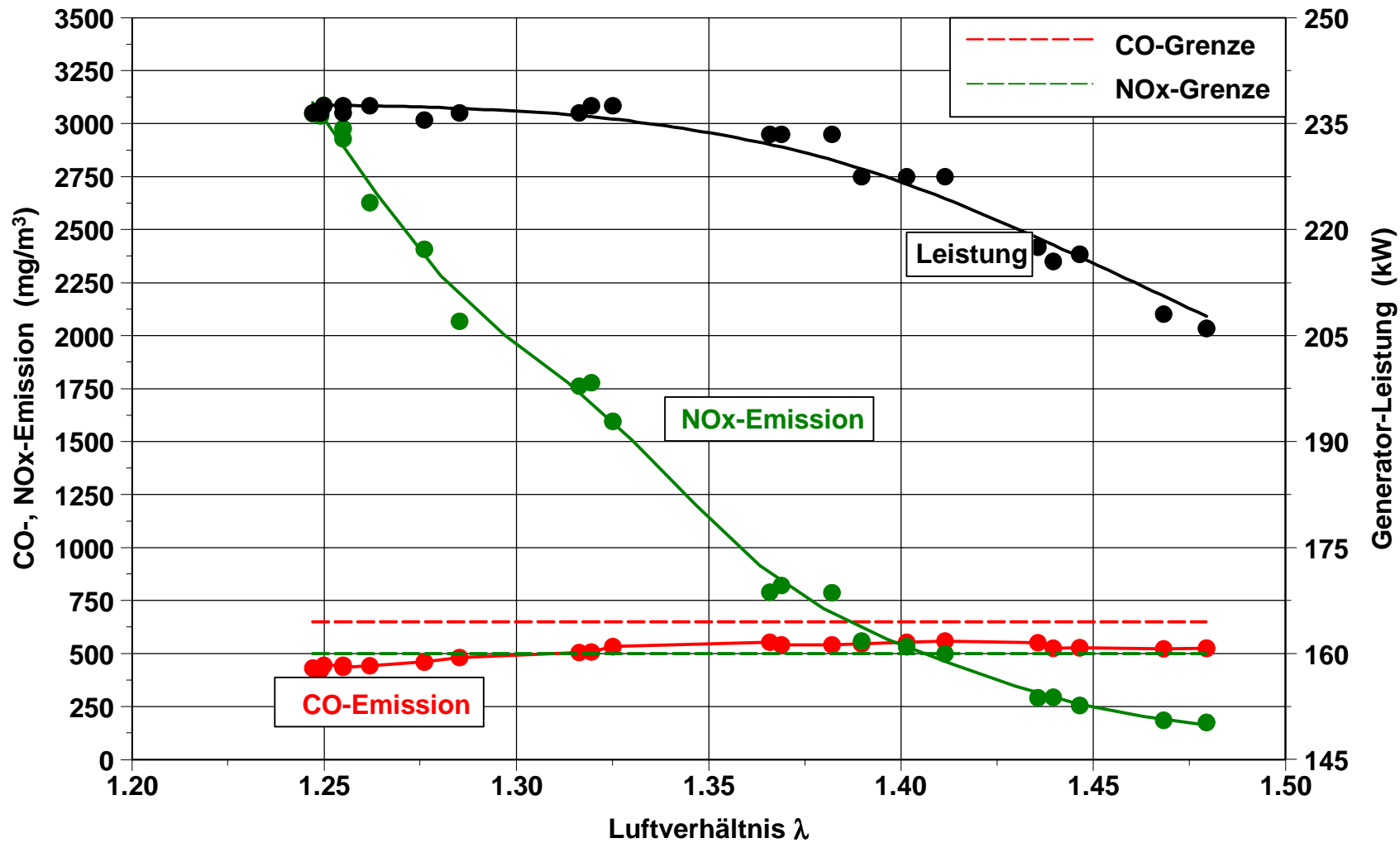


Einfluß des Förderbeginns und der Zündstrahlleistung auf die CO- und die NOx-Emission in der Vollast (120 kW)

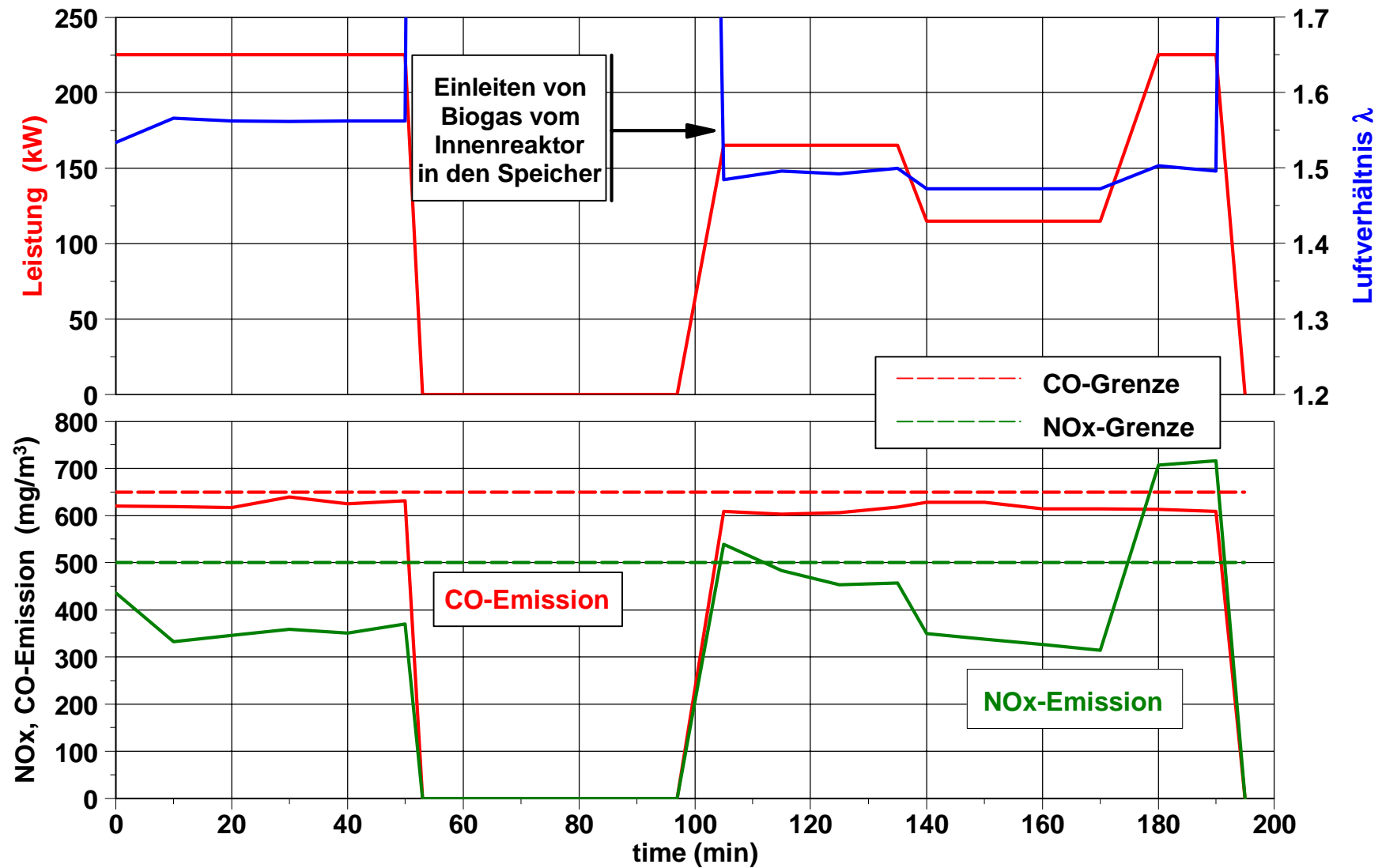


Zeitliche Verläufe der Einstellgrößen und der Schadstoffemission eines Zündstrahlmotors in einer Biogasanlage

Bild 10

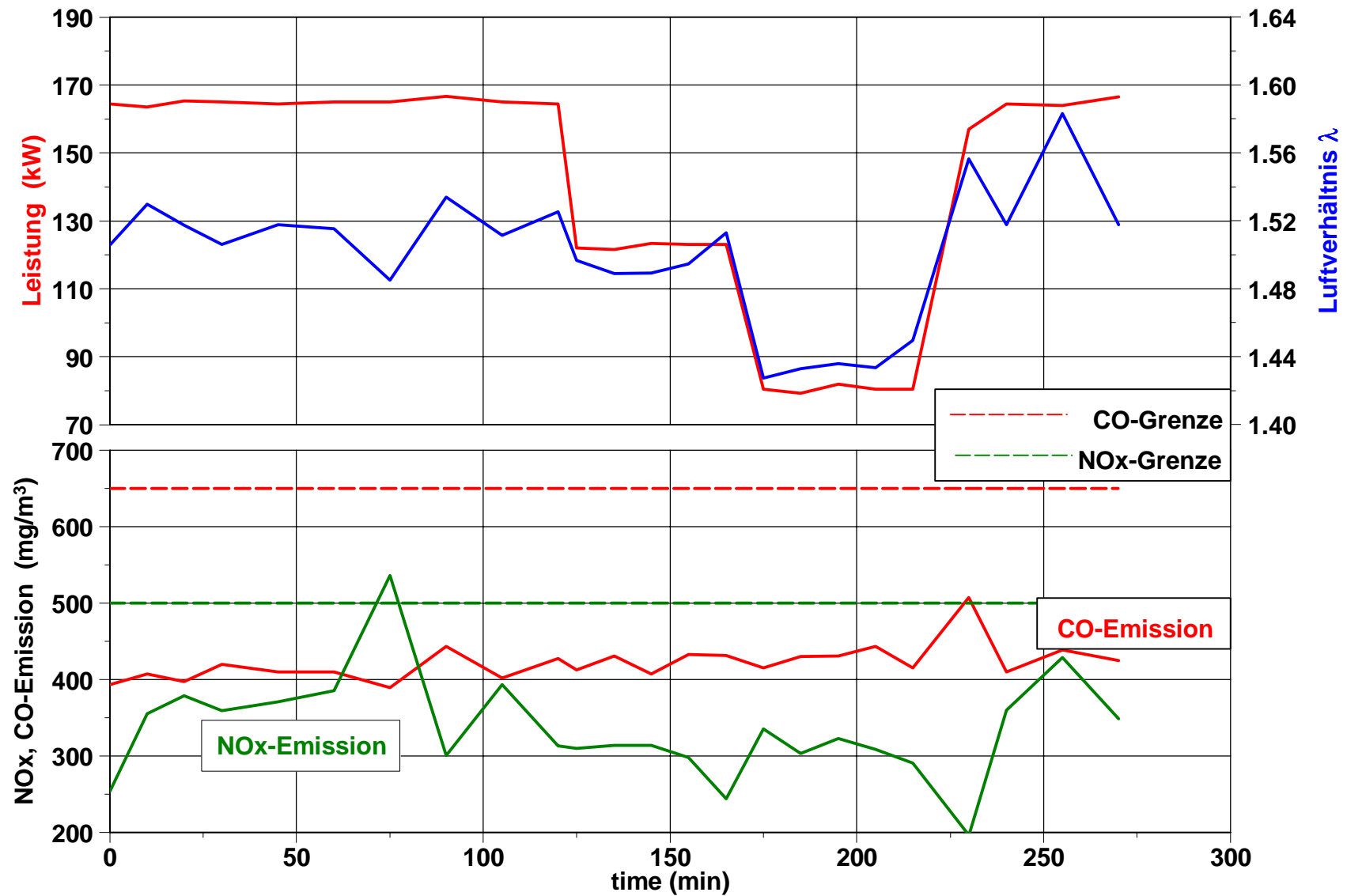


Einfluß des Luftverhältnisses auf die Schadstoffemission und die Generatorleistung (Gasmotor)



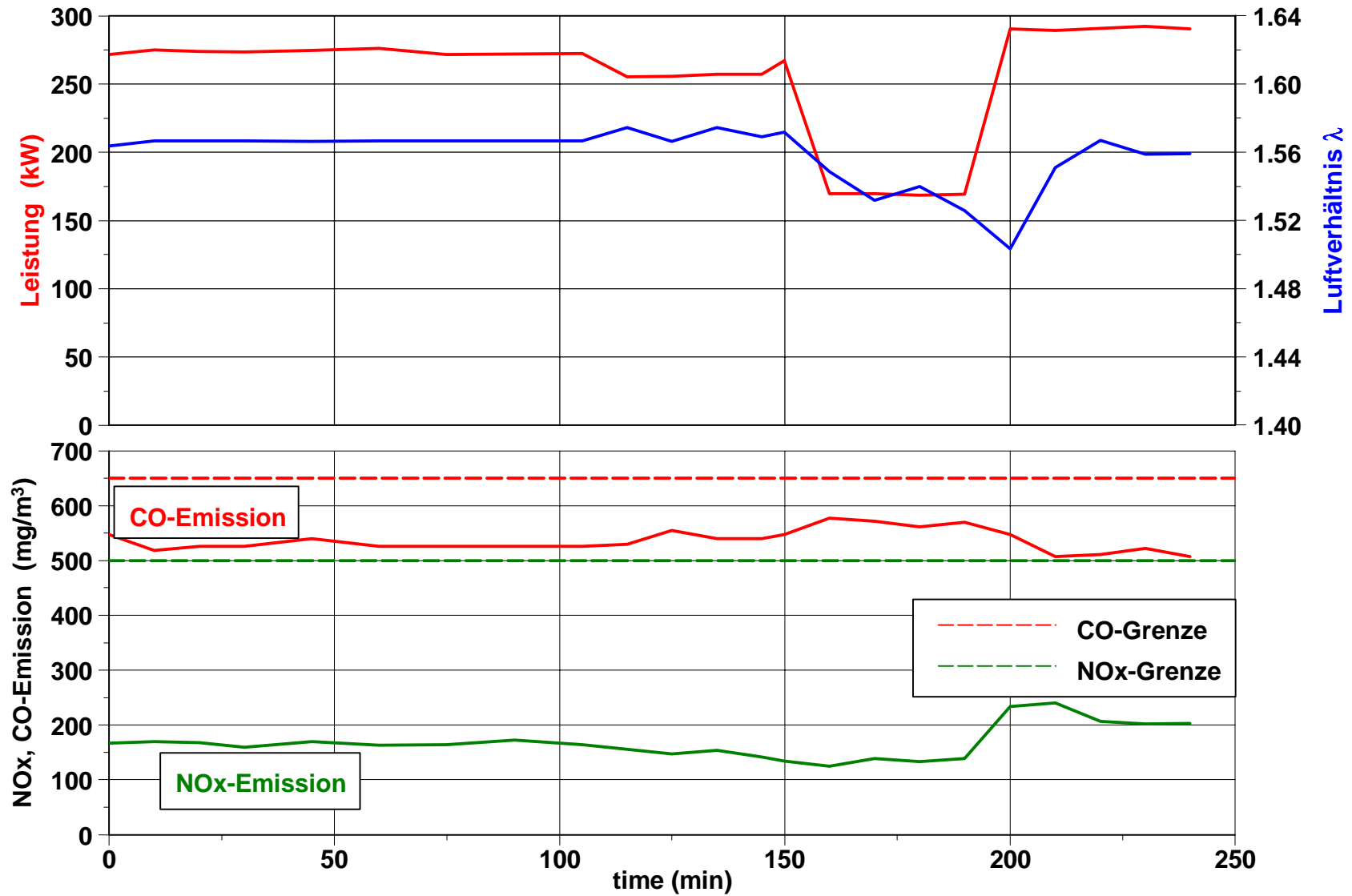
Zeitliche Verläufe der Einstellgrößen und der Schadstoffemission eines Gas-Ottomotors

Bild 12



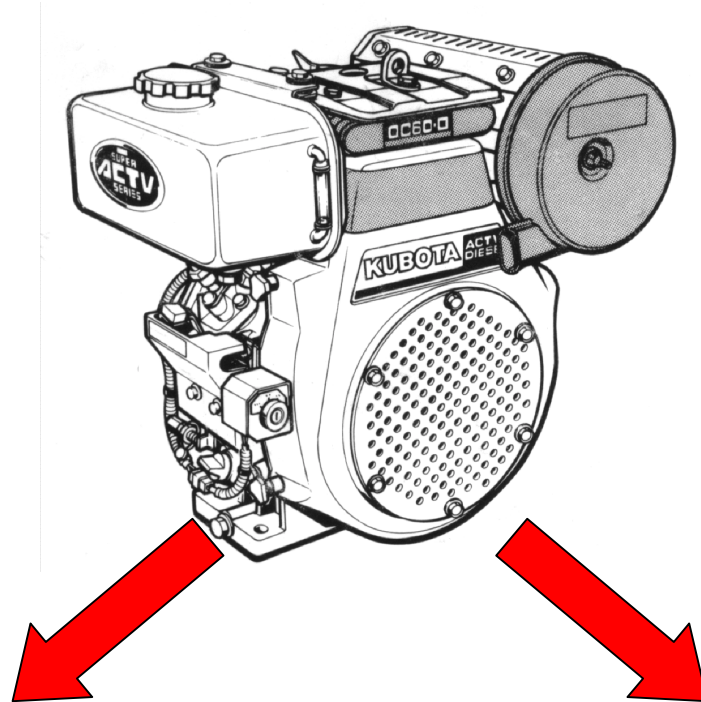
Zeitliche Verläufe der Einstellgrößen und der Schadstoffemission an einem Biogas-Ottomotor (Aggr. 2)

Bild 13



Zeitliche Verläufe der Einstellgrößen und der Schadstoffemission an einem Biogas-Ottomotor (Aggr. 3)

Weitere Arbeiten: Grundlagen-Untersuchungen an einem
Einzylinder-Versuchsmotor Parameterstudien im
Zündstrahl- bzw. im Gas-Ottobetrieb






Zündstrahlmotor

- Verdichtungsverhältnis
- Einspritzbeginn
- Einspritzmenge
- Luftverhältnis
- Verdichtungsverhältnis
- Gaszusammensetzung
-

Gas-Ottomotor

- Verdichtungsverhältnis
- Zündwinkel
- Zündenergie
- Luftverhältnis
- Verdichtungsverhältnis
- Gaszusammensetzung
-

Kriterium	Zündstrahlmotor	Gasmotor
Verdichtungs- verhältnis	<p>ϵ ähnlich DM (Selbstzündung)</p> <p>😊 $\eta_e = \eta_{th} \cdot \eta_G \cdot \eta_m$</p> <p>☹️ <u>NOx-Emission</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> • ϵ ca. 12 (Saugmotoren) • ϵ ca. 10 und größer (aufgelad. Motoren)
Zündenergie	<p>😊 <u>ca. 1000 fach größer als bei Funkenzündung</u> → sichere Entflammung sehr magerer Gemische</p> <p>☹️ <u>NOx-Emission</u></p>	<p>☹️ Magerbetrieb bis ca. $\lambda=1,7$ möglich; für Zylinderdurchmesser bis max. 260 mm</p>
Zusätzlicher Kraftstoff	<p>☹️ Höhere Betriebskosten (5...10% Q_{zu} aus Heizöl)</p> <p>😊 Strom und Wärme auch bei Biogasmangel</p>	<p>😊 Kein zusätzlicher Energieträger erforderlich</p>

Kriterium	Zündstrahlmotor	Gasmotor
Einspritz- anlage	 <ul style="list-style-type: none">• Mindest-Einspritzmenge für die Kühlung der Düsen erforderlich (ca. 10% [und größer] von Q_{zu} aus Heizöl!)• z.T. Standzeiten der Einspritzdüsen problematisch	
Rußbildung	 findet nachweislich statt	 praktisch rußfreie Verbrennung

Maßnahmen zur Emissionsbeeinflussung	spez. Kraftstoffverbrauch	Schadstoffemissionen			
		NO _x	HC	Ruß	Part.
Spritzbeginn (spät)	↑	↓	↑	↑	↑
Abgasrückführung, heiß	—	↓	↓	↑	↑
Abgasrückführung, gekühlt	—	↓	↑	↑	↑
Aufladung	—	↑	↓	↓	↓
Ladeluftkühlung	↓	↓	—	↓	↓
Partikelfilter	↑	—	↓	↓	↓

↑ Erhöhung

↓ Verringerung

— neutral

**Einfluß unterschiedlicher Maßnahmen auf den Kraftstoffverbrauch
Schadstoffemission von Dieselmotoren Quelle: Wiedemann u.a., Das Öko-Polo-
Antriebskonzept, MTZ 54, H.7/8**

Anlage	Motor/install. Leistung	Wirkungsgrad (elektr.)	Zuverlässigkeit/Probleme
Dehles	Zündstrahlmotoren 2 x 120 kW (elektr.)	35,1....35,3 % (Heizölanteil: 13...18%)	Nahezu unterbrechungs- freier Betrieb Ausreichend Biogas mit gleichbleibender Qualität Standfestigkeit Einspritz- düsen bemängelt
Nebelschütz	Zündstrahlmotoren 2 x 75 kW (elektr.)	30....31 % (Heizölanteil: 20...21%)	Weitgehend unter- brechungsfreier Betrieb Ausreichend Biogas nur bei Zugabe von Rest- stoffen Kolbenschäden aufgetr.
Großvoigts- berg	Gas-Ottomotor 1 x 240 kW	28....28,1 % (Lambda-Regelung nicht in Betrieb)	Auch bei ausreichender Gasmenge wird Anlage nicht ohne Unterbrechungen betrieben nicht immer genügend Biogas vorhanden Lambda-Regelung oft defekt

Anlage	Motor/install. Leistung	Wirkungsgrad (elektr.)	Zuverlässigkeit/Probleme
Körlitz	Gas-Ottomotor 1 x 30 kW (elektr.)	*****	Keine Messungen möglich, da keine Gasproduktion (Fermenterprobleme)
Neukirchen	Gas-Ottomotoren 1 x 240 kW 1 x 300 kW	***** (keine Messung wegen fehlender Gasuhr)	Schäden am Zylinderkopf aufgetreten (defekter Ventiltrieb „Ventilstecken“)
Zobes	Gas-Ottomotoren 1 x 259 kW 1 x 171 kW 1 x 314 kW	29,3...29,8 % 33,2...33,8 % 32,1...32,6 %	Laut Aussage des Betreibers keine nennenswerten Probleme aufgetreten