

**Möglichkeiten und Potenziale  
einer energetischen Nutzung von Biomasse  
im Rhein-Erftkreis**

**- Abschlussbericht -**

2006 © EU-Consult GmbH

---

Auftraggeber: Rhein-Erft-Kreis  
Der Landrat  
Willy-Brandt-Platz 1  
50126 Bergheim

Aufgestellt: EU-Consult GmbH  
Büro Pulheim  
Nettegasse 10-12  
50259 Pulheim

Stand: Februar 2006

## Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung .....	4
1.1. Hintergrund .....	4
1.2. Zielsetzung der Studie .....	5
2. Agrar- und energiepolitische Rahmenbedingungen .....	6
2.1. Umsetzung der GAP-Reform - Änderung der Flächenstilllegung .....	6
2.2. Reform der Zuckermarktordnung .....	8
2.3. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) .....	11
2.4. Steuerbefreiung der Biokraftstoffe .....	15
2.5. Nutzung der energiepolitischen Rahmenbedingungen für konkrete Anlagen .....	18
3. Abschätzung der Biomasse-Potenziale im Rhein-Erft-Kreis .....	19
3.1. Agrarstruktureller Hintergrund .....	20
3.2. Ökonomischer Vergleich potenzieller Energiepflanzen .....	22
3.3. Theoretische und technisch/ökologische Potenziale der Biomassen .....	23
3.3.1. Ölhaltige Biomassen – Pflanzenölbasierte Kraftstoffe .....	25
3.3.1.1. Rapsanbau im Rhein-Erft-Kreis .....	26
3.3.1.2. Auslegung Raps-Öl-Anlage .....	28
3.3.1.3. Auslegung Biodiesel-Anlage .....	34
3.3.2. Zuckerrübe – Bioethanol .....	41
3.3.2.1. Zuckerrübenanbau im Rhein-Erft-Kreis .....	41
3.3.2.2. Zuckerrüben als Rohstoff zur Ethanolherstellung .....	43
3.3.2.3. Auslegung Ethanol-Anlage .....	46
3.3.3. Halmgutartige Biomasse Verbrennung .....	53
3.3.3.1. Stroh .....	53
3.3.3.2. Landschaftspflegematerial .....	54
3.3.3.3. Auslegung Strohheizungs-Anlage .....	56
3.3.3.4. Auslegung Pellet-Anlage .....	63
3.3.4. Holzartige Biomasse Vergasung .....	68
3.3.4.1. Nachwachsendes Holz aus Forstbeständen .....	68
3.3.4.2. Altholz .....	69
3.3.4.3. Landschaftspflegematerial .....	69
3.3.4.4. Auslegung Holzvergasungs-Anlage .....	70
3.3.4.5. Auslegung Synthesegas-Anlage .....	75
3.3.5. Biogassubstrate - Biomethan .....	81
3.3.5.1. Tierische Exkrememente .....	81
3.3.5.2. Halmgutartige Biomasse .....	83
3.3.5.3. Organische Siedlungsabfälle .....	84
3.3.5.4. Rübenblätter und Bruchstücke .....	85
3.3.5.5. Mais .....	86
3.3.5.6. Auslegung Biogasanlage mit Stromeinspeisung .....	88
3.3.5.7. Auslegung Biogasanlage mit Gaseinspeisung .....	95
3.3.5.8. Geplante Biogas-Anlagen und ihre Auswirkungen auf weitere Projekte .....	101

4.	Potenzielle Betriebsformen von Biomasse-Projekten im Rhein-Erft-Kreis .....	102
4.1.	Bestehende Strukturen vor- und nachgelagerter Bereiche der Landwirtschaft .....	102
4.1.1.	Genossenschaften und Agrarhandels-Gesellschaften .....	102
4.1.2.	Maschinenringe .....	102
4.1.3.	Rheinischer Landwirtschafts-Verband .....	103
4.1.4.	Institutionen .....	104
4.2.	Abschätzung möglicher Betriebsformen von Biomasseprojekten .....	106
5.	Förderprogramme für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe in der Energieversorgung .....	107
5.1.	Bundesförderprogramme .....	107
5.1.1.	Marktanreizprogramm .....	107
5.1.2.	Agrarinvestitionsförderungsprogramm (AFP-Förderung) .....	107
5.2.	Landesförderprogramme .....	108
5.2.1.	Das REN-Programm NRW .....	108
5.2.2.	Holzabsatzförderrichtlinie – Hafö .....	109
5.2.3.	Förderprogramm für Modellprojekte von Fahrzeugflotten der öffentlichen Verwaltungen .....	109
6.	Zusammenfassung und Ausblick .....	110
7.	Quellen .....	115
8.	Anhang 1 .....	117

## 1. Einleitung

### 1.1. Hintergrund

An der Notwendigkeit einer nachhaltigen Energieversorgung besteht kein Zweifel. Die Wirtschaft ist zurzeit in hohem Maße auf die fossilen Rohstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle angewiesen. Auch bei weiterem technischen Fortschritt (neue Erschließungstechniken, Nutzung unkonventioneller Reserven) und sparsamem Umgang mit Energie kommt dem Einsatz und der Erforschung regenerativer Energien eine immer größere Bedeutung zu. Dies wird zudem verstärkt durch die Selbstverpflichtung Deutschlands zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um 25 Prozent im Zeitraum zwischen 1990 und 2010, was 254 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> entspricht. Die erneuerbaren Energien könnten dazu einen erheblichen Beitrag von bis zu 85 Millionen Tonnen leisten. Heute liegt ihr Beitrag bereits bei 18 Millionen Tonnen. Neben den Vorteilen des Klimaschutzes stellt die Bioenergie einen Wirtschaftsfaktor mit rund 50.000 Arbeitsplätzen dar, erwartet wird ein Zuwachs von 200.000 Beschäftigten bis zum Jahr 2030. Weltweit steigender Energieverbrauch führt zu leicht rückläufigem Anteil der Erneuerbaren Energien. Während in Deutschland und in Europa erneuerbare Energien in absoluter und relativer Höhe steigen, betrug der weltweite Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2001 nur noch 13,5 Prozent – nach 13,8 Prozent im Jahr 1997. Grund ist der enorm gestiegene Energieverbrauch auf 117 Millionen Gigawattstunden, was einem Anstieg um 80 Prozent in der Zeit zwischen 1997 und 2001 gleichkommt. In Deutschland werden 3,1 Prozent der Energie aus erneuerbaren Quellen gewonnen.

Die Nutzung von Biomasse stellt eine der wesentlichen Säulen einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Energieversorgung dar. Neben der Sicherung der Energieversorgung spielen auch Aspekte der regionalen Wertschöpfung, der Förderung des Mittelstandes, der Unterstützung der Land- und Forstwirtschaft und der Schaffung von dezentralen Arbeitsplätzen eine Rolle.

Die Bemühungen der einzelnen Akteure, erneuerbare Energien in Deutschland zu fördern, müssen allerdings zielgerichtet sein. Neben der Ermittlung von Potenzialen muss definiert werden, welche Rahmenbedingungen und Voraussetzungen vorhanden sein bzw. geschaffen werden müssen, um die energetischen Potenziale umzusetzen. Dies ist Ziel der Studie, die der Rhein-Erft-Kreis in Auftrag gegeben hat.

## **1.2. Zielsetzung der Studie**

Ziel vorliegender Studie ist es, die Anbaupotenziale im Rhein-Erft-Kreis zu quantifizieren. Vor dem Hintergrund agrar- und energiepolitischer Rahmenbedingungen wird die Wirtschaftlichkeit eines Anbaus von Energiepflanzen als neue Einkommensquelle für die Landwirtschaft überprüft. Die Erhebungen erfolgen auf der Kreisebene und gesondert für die einzelnen 10 Städte des Kreises. Auf dieser Grundlage können Standorte für den Bau von Biomasse-Anlagen sondiert und in ausgewählten Gesprächen konkretisiert werden.

Im nachfolgenden Bericht werden im Kapitel zwei die maßgeblichen agrar- und energiepolitischen Rahmenbedingungen dargestellt. Diese haben Einfluss auf die gesamte Agrarstruktur (Flächenstilllegung, Zuckermarktordnung) des Kreises. Zudem wird die Entscheidung hin zum Anbau von nachwachsenden Rohstoffen bzw. zum Bau von Biomasse-Anlagen durch diese (EEG, Steuerbefreiung, NaWarO-Zuschlag) maßgeblich beeinflusst.

In Kapitel 3 werden die Anbau-Potenziale des Rhein-Erft-Kreises angeführt. Vor dem agrarstrukturellen Hintergrund und einer ökonomischen Bewertung potenzieller Energiepflanzen, werden verschiedene bio-energetische Nutzungsformen analysiert.

Grundsätzlich unterscheidet man bei der energetischen Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen mehrere wichtige Teilbereiche: die Verwendung von Pflanzenöl oder Rapsöl-Methyl-Ester (RME) als Kraftstoff, die Umwandlung von kohlehydratreichen Ausgangsstoffen zu Bioethanol, die Vergasung von Biomasse, die direkte Verbrennung von Biomasse, zum Beispiel Holz oder Ganzpflanzen zur Erzeugung von Wärme und/oder Strom sowie die Gewinnung von Biogas. Bei allen Nutzungen ist die Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz positiv. Diese einzelnen Nutzungsmöglichkeiten werden vor dem Hintergrund der jeweiligen Anbaumöglichkeit dargestellt.

Zur Umsetzung von Biomasse-Projekten bedarf es geeigneter Betriebsformen, die alle Akteure wie z.B. Investoren, Anlagenbetreiber und Landwirte ausreichend zufrieden stellen. In Kapitel 4 dieses Zwischenberichtes werden bestehende Strukturen vor- und nachgelagerter Bereiche der Landwirtschaft aufgezeigt. Mögliche Betriebsformen werden sich erst bei konkreten Gesprächen in der zweiten Phase der Studie ergeben.

Derzeit erfahren viele Maßnahmen, die sich mit der Umsetzung von Projekten „Erneuerbare Energien“ befassen, staatliche Förderung bzw. Unterstützung vom Land. Diese werden im Kapitel 5 aufgelistet.

Das Kapitel 6 „Zusammenfassung und Ausblick“ zeigt die mögliche Nutzung des Biomasse-Potenzials im Rhein-Erft-Kreis in konkreten technischen Anlagen auf und macht Vorschläge zu einer möglichen Standortwahl, die in Gesprächen mit Städten und Gemeinden, Landwirtschaft und Landhandel ermittelt wurden.

## 2. Agrar- und energiepolitische Rahmenbedingungen

Alle Entwicklungen, die die energetische Nutzung von Biomasse betreffen, müssen vor dem Hintergrund agrar- und energiepolitischer Rahmenbedingungen betrachtet werden. Hier werden unter anderem rechtliche Voraussetzungen sowie finanzielle Anreize geschaffen, verstärkt Biomasse-Potenziale zu nutzen. Zudem können Veränderungen seitens der EU (Zuckermarktordnung) oder der WTO starken Einfluss auf zukünftige landwirtschaftliche Anbaustrukturen haben. Auf der Suche nach alternativen Einnahmequellen können diese durchaus im neuen Markt der energetischen Nutzung von Biomasse gefunden werden. Im Folgenden werden Aspekte der Umsetzung der Reform der gemeinsamen Agrarpolitik (GAP), die anstehende Reform der Zuckermarktordnung, der Bereich erneuerbare Energien sowie die Steuerbefreiung der Biokraftstoffe näher beleuchtet.

### 2.1. Umsetzung der GAP-Reform - Änderung der Flächenstilllegung

Eine Maßnahme, landwirtschaftliche Überproduktion in den EU-Ländern zu verringern, sind die obligatorischen Flächenstilllegungen. Jeder Landwirt wird hierbei verpflichtet einen festgelegten Teil seiner Nutzfläche, bislang 5-10 %, aus der landwirtschaftlichen Produktion herauszunehmen. Obligatorisch stillgelegte Flächen müssen vom 15. Januar bis zum 31. August aus der Produktion genommen werden.

Bis zum Jahre 2004 blieben Flächen, auf denen Zuckerrüben, Kartoffeln, Gemüse und Obst angebaut wurden, für die Stilllegung unberücksichtigt. Ebenso ausgenommen waren Kleinerzeuger, deren Flächen unter 19 ha lagen. Im Jahr 2004 waren im Rhein-Erft-Kreis 1418 ha Fläche stillgelegt.

Aufgrund der Umsetzung der GAP-Reform (Gemeinsame Agrarpolitik) seit dem 1.1.2005 haben sich die Stilllegungsflächen im Jahr 2005 deutlich vergrößert. Im Gegensatz zur bisherigen obligatorischen Stilllegungsregelung betrifft die stilllegungsfähige Ackerfläche dabei jetzt grundsätzlich die gesamte Ackerfläche des Betriebes. Das schließt auch die Flächen mit ein, auf denen Zuckerrüben, Kartoffeln, Obst, Gemüse oder Ackerfutter angebaut werden. Künftig gibt es zudem keine EU-einheitlichen Stilllegungssätze, sondern spezifische Stilllegungssätze für jede einzelne Region. Für Nordrhein-Westfalen beträgt der Stilllegungssatz der Ackerflächen 8,05 % (BMVEL, 2005). Dieser Anteil wird allerdings im Moment wieder diskutiert und wird eventuell im Jahr 2006 auf etwa 7% angepasst werden.

Befreit von dieser Regelung sind Kleinerzeuger, die bei Zugrundelegung regionaler Referenzerträge eine Produktion von weniger als 92 t Getreide erreichen. (Formel siehe „Meilensteine der Agrarpolitik, S.51; BMVEL, 2005).

Tabelle 2.1-1 zeigt die aktuellen Zahlen der Stilllegungsflächen im Anbaujahr 2005 im Vergleich zum Jahr 2004.

	Stilllegungsfläche (ha)	Ohne NawaRo (ha)	Mit NawaRo (ha)
<b>2004</b>	1418	1362	56
<b>2005</b>	3038	1525	1513

Tabelle 2.1-1: Stilllegungsflächen (ha) im Rhein-Erft-Kreis 2004 und 2005 sowie Flächen (ha), auf denen nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) angebaut wurden.

Es wird deutlich, dass sich die Stilllegungsfläche durch die Umsetzung der GAP-Reform im Rhein-Erft-Kreis innerhalb eines Jahres mehr als verdoppelt hat. Dies bedeutet auch Einkommensverluste für die Landwirte, die diese nun auszugleichen suchen, wenngleich den Bauern eine Stilllegungsprämie von 272 € / ha (2005) gezahlt wird.

Eine Möglichkeit die stillgelegten Flächen dennoch zu nutzen, besteht im Anbau nachwachsender Rohstoffe. Dieser Anbau obliegt klaren Vorgaben, die bei Nichteinhaltung zum Erlöschen der Anerkennung als Stilllegungsfläche führt, Zahlungen werden nicht vorgenommen.

Eine Voraussetzung für den Anbau nachwachsender Rohstoffe ist immer der feste Abnahmevertrag zwischen dem Bauern und einem Aufkäufer der Produkte. Grundsätzlich dürfen alle landwirtschaftlichen Ausgangserzeugnisse angebaut werden. Entscheidend ist, dass ihr hauptsächlichster Verwendungszweck die Herstellung eines – genau festgelegten – Industrieproduktes ist. Sie dürfen nicht der Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln dienen.

Verwendungsgebiete sind:

Pflanzliche Öle  
Bioethanol  
Biodiesel  
Biogas  
Landwirtschaftliche Biomasse zur Energieerzeugung

Im Anhang 1 findet sich eine Liste, die vom Fachverband für Biogas erstellt wurde, auf der die wesentlichen nachwachsenden Rohstoffe angeführt sind.

2005 wurden auf der Hälfte der stillgelegten Flächen des Rhein-Erft-Kreises nachwachsende Rohstoffe angebaut. Der größte Teil der Landwirte hat hier Weizen angebaut. Dieser Weizen wird an die Bioethanol-Anlagen im Osten Deutschlands (Zörbig, Schwedt, Zeitz) verkauft. De facto wird er allerdings äquivalent getauscht und gelangt hier als Brotweizen in die Mehlinindustrie.

Im Jahre 2004 wurden demgegenüber auf nur 56 ha nachwachsende Rohstoffe angebaut, ausnahmslos ölhaltige Pflanzen (Raps mit 51 ha; Sonnenblumen mit 5 ha). Eine Ursache für den stärkeren Anbau von Weizen 2005 als nachwachsender Rohstoff liegt unter anderem darin, dass diese Verträge von einzelnen Landhändlern 2005 erstmalig angeboten wurden. Nach Aussagen des Handels mussten die Kontakte zu den ostdeutschen Bioethanol-Anlagen erst hergestellt werden, um vertragsrechtliche Strukturen aufzubauen.

Ein kleinerer Teil der Bauern hat im Jahr 2005 Raps, und nur 3 Landwirte haben Silomais zur Biogas-Herstellung angebaut. Ursache hierfür sind sicher die derzeit fehlenden Absatzkanäle.

Ab 2006 besteht die Möglichkeit Stilllegungsflächen frei zu handeln. Dies könnte bedeuten, dass Stilllegungsflächen aus den ackerbauintensiven Standorten (z.B. Köln-Aachener Bucht) in die extensiveren Gegenden (z.B. Mittelgebirgslagen) verlagert werden. Dieses wird jedoch nur innerhalb von NRW erfolgen können, eine bundesweite Verlagerung kann nicht stattfinden. Wie hoch der Anteil der verlagerten Stilllegungsflächen sein wird, ist heute noch nicht realistisch abschätzbar. Daher wurde dieser Aspekt in vorliegender Untersuchung nicht berücksichtigt. Verlässliche Daten für das Jahr 2006 werden frühestens im späten Herbst dieses Jahres vorliegen.

## 2.2. Reform der Zuckermarktordnung

### Zuckermarktordnung bis 2006

In der Europäischen Union wird der Markt für Zucker seit 1968 durch die Zuckermarktordnung (ZMO) geregelt. Ziel ist, den europäischen Gesamtmarkt ausreichend mit Zucker zu einem angemessenen Preis zu versorgen. Gleichzeitig trägt die ZMO zur Existenzsicherung des Zuckerrübenanbaus bei.

Die Eckpfeiler der Zuckermarktordnung sind Preisgarantie, Quotenregelung, Außenschutz und Haushaltsneutralität.

Die Preisgarantie auf im Inland erzeugten Zucker wird durch die Zuckermarktordnung auf eine bestimmte Menge festgelegt – die Zuckerquoten (Abb. 2.2.1-1). Hierdurch soll die Überproduktion im Zuckersektor eingeschränkt werden.



Abbildung 2.2.1-1: Das Quotensystem ( [www.zuckerwirtschaft.de](http://www.zuckerwirtschaft.de))



Jedem Mitgliedstaat der EU werden A- und B-Quoten zugeteilt. In Tab. 2.2.1-1 sind die Grundmengen für die Bundesrepublik Deutschland angeführt. Die Zuteilung dieser A- und B-Quoten an die einzelnen zuckererzeugenden Unternehmen erfolgt über das Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft.

Tabelle 2.2-1: A- und B-Quoten für Zucker in der Bundesrepublik Deutschland

A-Zucker	B-Zucker
2.612.913,3 t	803.982,2 t

Die Quoten, die die einzelnen Unternehmen für Weißzucker erhalten, geben diese in Form von Rübenlieferrechten an die Landwirte weiter. Die insgesamt ausgegebenen Lieferrechte müssen der zugeteilten Quote entsprechen.

Das Zuckerrüben-Lieferrecht ist in der Regel durch langjährige Lieferbeziehungen zwischen dem Rübenbauern und seiner Zuckerfabrik entstanden und wird jährlich schriftlich zwischen den Landwirten und der Zuckerfabrik abgeschlossen.

Die derzeitigen Rübenpreise für A- und B-Rüben zur Zuckerherstellung sind durch die Zuckermarktordnung bis zum Jahr 2006 (Tab. 2.2.1-2) festgelegt. Der Preis für die Überschussrüben (= C-Rüben) orientiert sich am Weltmarkt. Im November 2005 wurde den Rübenbauern von Seiten der Zuckerrübenfabrik 20 Euro je Tonne C1-Rüben angeboten.

<b>Rübenvergütung</b>	A-Rüben	46,72
	B-Rüben	28,84
	C1-Rüben	20,00
	C2-Rüben	5,00
<b>Schnitzelvergütung</b>	A-/B- Schnitzel	3,40
	C1-Schnitzel	2,00
	C2-Schnitzel	0,80

Tabelle 2.2.1-2: Rübenpreise A-, B- Rüben (€/t) und erwartete Preise für C-Rüben 2005 (bei 16 % Zuckergehalt)

Hinzu kommen Kosten für den Transport sowie für die Reinigung der Rüben. Diese beiden Faktoren sind von der Entfernung und dem Reinigungsgrad der Rüben abhängig, belaufen sich aber in etwa jeweils auf ca. 5 €/t bei einer durchschnittlichen Entfernung von 25 km.

Die über die Höchstquote hinaus gelieferten Rüben müssen grundsätzlich auf den Weltmarkt exportiert werden und werden zum C-Rübenpreis vergütet.

## **Die Zuckermarktordnung ab 2006**

Am 25.11. hat sich die Europäische Union auf eine radikale Zuckermarktreform verständigt. Die EU produziert jährlich 20 Millionen Tonnen Zucker, verbraucht aber nur 16 Millionen Tonnen. Der bisherige Garantiepreis für Zucker, der etwa dreimal so hoch war, wie der Weltmarktpreis, hatte zur Folge, dass auch an schlechten Standorten Rüben angebaut wurden. Vor diesem Hintergrund und infolge des Druckes der Welthandelsorganisation (WTO) – die Zuckermarktreform verstößt in Teilen gegen den fairen Welthandel – war eine Reform unumgänglich:

Wesentliche Eckpunkte sind:

Reduzierung der Garantiepreise für Zucker bis 2010:

- Bis 2010 sollen die Garantiepreise für Zucker und für Rüben sinken:
  - die aktuellen Garantiepreise für Rüben sollen 2006 um 20 % auf gut 37 €/t, 2007 auf 33,87 €/t, im dritten Jahr auf 30,37 €/t und im vierten Jahr auf 28,50 €/t sinken.
  - Der EU-Garantiepreis für Weißzucker sinkt um 36 % von derzeit 632,50 €/t auf 506 €/t im Jahr 2006/07 und auf 405 €/t bis 2010.
- Die A- und B-Quoten werden in einer einzigen Quote zusammengefasst.
- Zuckerfabriken wird über eine Umstrukturierungshilfe ein Anreiz zur schnellen Schließung geboten. So wird die volle Entschädigung von 730 €/t Produktionsmenge nur im ersten und zweiten Jahr gezahlt, anschließend sinkt der Betrag stufenweise.
- Ausgleichsmaßnahmen:  
Den Rübenerzeugern soll für die entstehenden Erlöseinbußen ein Ausgleich von 64,2 % gewährt werden
- Handelbarkeit der Quote:  
Von der Schließung bedrohte Zuckerunternehmen sollen ihre Quoten künftig auch in andere Mitgliedstaaten verkaufen können.

Diese Reform wird kontrovers diskutiert, wobei in der deutschen Zuckerwirtschaft Erleichterung darüber besteht, dass die Einbußen nicht ganz so drastisch ausfallen, wie zunächst befürchtet. Dennoch werden Struktureinbrüche im Zuckersektor (Anbau und Verarbeitung) vorausgesagt (Vereinigung der Zuckerwirtschaft).

Schätzungen zufolge, nach denen der Zuckerrübenanbau in Deutschland um 25 % zurückgehen wird, dürften sich in dieser drastischen Form allerdings nicht bestätigen. Ein Anbaurückgang von 20% erscheint derzeit eine realistische Größenordnung zu sein (Rheinischer Rübenbauernverband, 29.11.2005).

Die Auswirkung auf die Standorte der Zuckerrübenfabriken im bzw. in unmittelbarer Umgebung des Rhein-Erft-Kreises (Elsdorf, Euskirchen, Jülich) bleibt abzuwarten.

Der Zukunft des Zuckerrübenanbaus in Deutschland, dem Zuckerland Nummer 1 in Europa, stehen deutliche Veränderungen bevor. Bisher gibt es für die Rübenbauern aber keine finanziell attraktiven Anbaualternativen – ihr Einkommen hängt bis zu zwei Drittel an der Zuckerrübe.

Andere Absatzmöglichkeiten der Zuckerrübe, zum Beispiel als Rohstoff zur Bioethanolherstellung, können demnach im Rhein-Erft-Kreis und seiner Umgebung in naher Zukunft eine wichtige Rolle spielen.

### 2.3. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) trat erstmals am 01.04.2000 in Kraft und regelt die Abnahme und die Vergütung von ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen gewonnenem Strom. Netzbetreiber sind nach dem EEG verpflichtet, Anlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen an das Netz anzuschließen und den Strom vorrangig abzunehmen und nach § 6 bis 11 zu vergüten. Das novellierte EEG trat am 1.08.2004 mit der Verkündung im Bundesgesetzblatt in Kraft (BGBl. I, S. 1918 ff).

Ziel dieses Gesetzes ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen, um entsprechend den Zielen der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland den Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln. Bis zum Jahr 2010 soll dieser Anteil auf mindestens 12,5 % und bis 2020 auf 20 % steigen.

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wertet das EEG bislang als vollen Erfolg, der Anteil erneuerbarer Energien konnte auf über 10 % gesteigert werden.

Auch der Verband der Netzbetreiber (VDN e.V.) sieht eine positive Entwicklung. Tabelle 2.3-1 zeigt die Entwicklungen der EEG-Strommengen in Deutschland (GWh) von 2000 bis 2004 sowie Daten für 2005 und 2011 als Prognose (Stand 4.11.2005).

		<b>2000</b>	Anteil %	<b>2004</b>	Anteil %	<b>2005</b>	Anteil %	<b>2011</b>	Anteil %
Wasser	GWh	5.486	39,6	4.616	12	7711	17	8.292	9,1
Gase	GWh	-		2588	6,7	147	0,32	801	0,9
Biomasse	GWh	780	5,6	5.241	13,6	6.993	15,4	17.586	19,3
Geothermie	GWh	0		0	0	0	0	567	0,6
Wind	GWh	7550	54,5	25.509	66,3	29.593	65,1	60.729	66,8
Solar	GWh	38	0,3	556	1,4	1.002	2,2	2.927	3,2
Gesamt	GWh	13.854	100	38.511	100	45.447	100	90.901	100

Tabelle 2.3-1: EEG-Mittelfristprognose, Entwicklungen der EEG-Strommengen (GWh) von 2000-2011 (aus VDN)

## Vergütungssätze für Strom aus Biomasse

Das EEG-Gesetz regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, solarer Strahlungsenergie, Geothermie, Deponiegas, Klärgas, Grubengas oder aus Biomasse im Geltungsbereich des Gesetzes oder in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone gewonnen wird, durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Netze für die allgemeine Versorgung betreiben (Netzbetreiber).

Der vorgelagerte Netzbetreiber ist verpflichtet, den in der Biomasseanlage erzeugten Strom vorrangig abzunehmen und mit den im Folgenden genannten Sätzen über 20 Jahre (zuzüglich des Inbetriebnahmejahres) zu vergüten.

### Zu § 8 EEG: Mindestvergütungen für Strom aus Biomasse (Neuanlagen)

Jahr der Inbetriebnahme	„Grundvergütung“ (Anlagen im Sinne von Absatz 1 Satz 1)			
	bis einschließlich 150 kW in ct/kWh	bis einschließlich 500 kW in ct/kWh	bis einschließlich 5 MW in ct/kWh	bis einschließlich 20 MW in ct/kWh
2004	11,50	9,90	8,90	8,40
2005	11,33	9,75	8,77	8,27
2006	11,16	9,60	8,64	8,15
2007	10,99	9,46	8,51	8,03
2008	10,83	9,32	8,38	7,91
2009	10,67	9,18	8,25	7,79
2010	10,51	9,04	8,13	7,67
2011	10,35	8,90	8,01	7,55
2012	10,19	8,77	7,89	7,44
2013	10,04	8,64	7,77	7,33

*Degression: 1,5 %; Vergütungszeitraum 20 Jahre*

*Der für das Inbetriebnahmejahr der Anlage geltende Mindestvergütungssatz wird über den gesamten Vergütungszeitraum in unveränderter Höhe gewährt.*

## NaWaRo-Bonus

Der Bonus für die Nutzung nachwachsender Rohstoffe wird gewährt, wenn Strom ausschließlich aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen gewonnen wird, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen (z.B. Waldrestholz) oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden. Der Bonus wird ebenfalls für Strom gewährt, der aus Gülle oder Schlempe aus landwirtschaftlichen Brennereien gewonnen wird oder aus Mischungen beider Stoffgruppen. Im Einzelnen ist dies an bestimmte Voraussetzungen geknüpft.

Bonus für Anlagen, die nachwachsende Rohstoffe nutzen, zusätzlich zur Grundvergütung:

- bis einschließlich einer Leistung von 500 kW            6,0 ct/kWh
- bis einschließlich einer Leistung von 5 MW            4,0 ct/kWh
- bis einschließlich einer Leistung von 20 MW           0,0 ct/kWh

### **KWK-Bonus**

Die vorgenannten Mindestvergütungen erhöhen sich um jeweils 2 ct/kWh, soweit es sich um Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes handelt. Dabei ist eine Nutzung der mit der Stromerzeugung gleichzeitig erzeugten Wärme in externen Prozessen nachzuweisen. Der KWK-Bonus wird dabei durch Multiplikation der verkauften Wärme mit der Stromkennzahl des BHKW ermittelt. Die Voraussetzung für die Gewährung der vorgenannten Vergütung ist die Inbetriebnahme der Anlage bis zum 31.12.2006.

### **Technologie-Bonus**

Der Bonus wird für innovative Verfahren gewährt, d.h. für Strom aus Anlagen, in denen Biomasse durch thermochemische Vergasung oder Trockenfermentation umgewandelt wird, oder für Strom, der mittels Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen oder Stirling-Motoren gewonnen wird. Darüber hinaus wird der Bonus gewährt, wenn zur Stromerzeugung eingesetztes Gas aus Biomasse auf Erdgasqualität aufbereitet worden ist.

Dabei ist es unerheblich, ob das Gas an einer oder mehreren Stellen in das Erdgasnetz eingespeist wird.

Die Gewährung des Bonus ist an die Bedingung geknüpft, dass die Anlage, zumindest zeitweise, in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird. Anders als beim KWK-Bonus ist der Technologie-Bonus aber nicht nur für den im gekoppelten Betrieb gelieferten Strom zu zahlen, sondern für die gesamte Strommenge. In denjenigen Zeiträumen, in denen die Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, besteht der Anspruch auf eine zusätzliche KWK-Vergütung.

Der Bonus für innovative Anlagen beträgt 2 ct/kWh (ohne KWK-Anteil) bis zu einer Leistung von 5MW.

## Biomasseverordnung

Das EEG definiert nicht, was es unter dem Begriff Biomasse versteht. Vielmehr überlässt es dem BMU, dies konkret in einer Rechtsverordnung rechtsverbindlich festzulegen. Hierzu hat das BMU die Biomasseverordnung erlassen, die im Mai 2001 in Kraft getreten ist. Diese regelt, welche Stoffe als Biomasse einzustufen sind und welche technischen Verfahren zur Erzeugung von Strom aus Biomasse von dem EEG anerkannt werden. Dabei stellt es an die technischen Verfahren spezifische Umweltaanforderungen.

Anerkannte Biomassen laut Biomasseverordnung sind:

Anerkannte Biomasse (§ 2 BiomasseV)	Nicht anerkannte Biomasse (§ 3 BiomasseV)
➤ Pflanzen- und Pflanzenbestandteile	➤ fossile Brennstoffe
➤ aus Pflanzen und Pflanzenbestandteilen hergestellte Energieträger	➤ Torf
➤ Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft	➤ gemischte Siedlungsabfälle
➤ Bioabfälle	➤ Altholz mit einem
➤ aus Biomasse durch Vergasung oder Pyrolyse erzeugtes Gas	- PCB/PCT Gehalt > 0,005 Gewichtsprozent
➤ aus Biomasse erzeugte Alkohole	- Quecksilbergehalt > 0,0001 Gewichtsprozent
➤ Altholz	➤ Papier, Pappe, Karton
➤ Pflanzenölmethylester	➤ Klärschlamm
➤ Treibsel aus Gewässerpflege, Uferpflege und -reinhaltung	➤ Hafenschlick und sonstige Gewässerschlämme und -sedimente
➤ durch anaerobe Vergärung erzeugtes Biogas	➤ Textilien
	➤ Tierkörper, Tierkörperteile und Erzeugnisse, die nach dem Tierkörperbeseitigungsgesetz in Tierkörperbeseitigungsanstalten zu beseitigen sind und Stoffe, die aus deren Beseitigung entstanden sind
	➤ Deponiegas
	➤ Klärgas

## 2.4. Steuerbefreiung der Biokraftstoffe

### Ziele der Kraftstoffstrategie

Auf der 3. Klimaschutzkonferenz in Japan haben sich die Industriestaaten verpflichtet, ihre gemeinsamen Emissionen der sechs wichtigsten Treibhausgase im Zeitraum 2008 - 2012 um mindestens 5 % unter das Niveau von 1990 zu senken. Dabei haben die einzelnen Länder unterschiedliche Verpflichtungen übernommen. Deutschland will seine Treibhausgasemissionen im genannten Zeitraum um 21 % senken und konnte bis 2002, vor allen Dingen durch Maßnahmen im Bereich Industrie, schon 19 % der Emissionen reduzieren.

Zur Durchsetzung des Klimaschutzes setzt die Bundesregierung auf einen Maßnahmenmix. Hierzu zählen Energieeinsparung durch Kraft-Wärme-Kopplung, Energieverordnung, Programm zur Kohlendioxidminderung im Gebäudebestand oder die Selbstverpflichtung der Wirtschaft.

Auch Maßnahmen zur Minderung des Kohlendioxidausstoßes im Verkehrssektor zählen zu diesem Katalog. Insbesondere die Entwicklung alternativer Kraftstoffe und innovativer Antriebe soll verstärkt werden (Mitteilung vom 4.11.2004). Im aktuellen Fortschrittsbericht zur nationalen Nachhaltigkeitsstrategie (2004) wird als einer der vier Schwerpunktthemen die Entwicklung einer Kraftstoffstrategie auf der Grundlage alternativer Kraftstoffe und neuer Antriebstechniken genannt.

Die Kraftstoffstrategie verfolgt folgende konkrete Ziele:

- **Versorgungssicherheit:** Der Verbrauch fossiler Kraftstoffe soll gesenkt werden und damit die Abhängigkeit vom Öl verringert werden. Erdöl ist heute der wichtigste Energieträger. Die Endlichkeit der weltweiten Erdölvorräte ist allerdings absehbar. Dies sowie die instabile politische Lage in erdölfördernden Ländern hat weltweit Initiativen hervorgerufen, sich aus der nationalen Abhängigkeit von Erdölimporten zu lösen. Eine langfristige Stärkung der nachwachsenden Rohstoffe gegenüber fossilen Energieträgern ist nötig.
- **Klimaschutz:** Der Ausstoß von Treibhausgasen aus dem Verkehrsbereich soll vermindert werden.
- **Innovation und Wirtschaftlichkeit:** Die aussichtsreichen alternativen Kraftstoffe und Antriebe, die auch ein hohes Mengenpotenzial haben, sollen identifiziert werden.
- **Umsetzung:** Der Handlungsbedarf, um die wirtschaftlich aussichtsreichen Alternativen voranzubringen, soll ermittelt und in einem Maßnahmenprogramm zusammengefasst werden.

Für den Einsatz alternativer Kraftstoffe orientiert sich die Bundesregierung an den in der Europäischen Union formulierten Zielen.

	2005	2010	2020
Biokraftstoffe	2 %	5,75 %	8 %
Erdgas		2 %	10 %
Wasserstoff		2 %	5 %

Tabelle 2.4-1 : Ziele der EU zum Einsatz alternativer Kraftstoffe

Den einzelnen EU-Mitgliedstaaten obliegt es hierbei, die EU-Vorgaben zu erfüllen. Die Bundesregierung hat steuerliche Rahmenbedingungen geschaffen, die dazu beitragen sollen, dass alternative Kraftstoffe vermehrt genutzt werden (Richtlinie 2003/96/EG) (Tabelle 2.4-2). Hierfür sind in erheblichem Maße Subventionen erforderlich.

Produkt	Rohstoffquelle	Art der Steuerbegünstigung
Ottokraftstoff (Benzin)	Erdöl	Keine
Diesel	Erdöl	Keine
Erdgas	Erdgas Fernab/Fackelgas	Ermäßigung bis 2020
Biodiesel (Reinkraftstoff oder 5 % Beimischung)	Aus Fetten (FAME) Aus Ölpflanzen (RME)	Bioanteil frei
(reines) Rapsöl	Ölpflanzen	frei
Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether (ETBE; 15% Beimischung)	Getreide Zuckerrübe	Bioanteil frei
Bioethanol (5 % Beimischung)	Getreide Zuckerrübe	Bioanteil frei
Biogas	Alt-, Abfall-, Tierfette Energiepflanzen	Bioanteil frei

Tabelle 2.4-2: Kraftstoff-Förderkulisse marktrelevanter Kraftstoffe Stand 1.7.2004 (Fortschrittsbericht der Bundesregierung, 2004)

Ob die 100 %ige Mineralölsteuerbefreiung der Biokraftstoffe über das Jahr 2009 hinaus aufrecht erhalten wird, ist angesichts der großen Steuerausfälle, die in den nächsten Jahren bis zu 1 Milliarde Euro betragen werden, fraglich, zumal die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale nicht sehr groß sind. Die bisher zur Verfügung stehenden Kraftstoffe Biodiesel und Bioethanol tragen selbst bei völliger Ausnutzung der Beimischungsquoten nur zu maximal 1 % zur Reduktion der Gesamtklimagase des Verkehrs bei (Matrixbericht, 2004). Laut aktuellem Koalitionsvertrag 2005 ist die Frage der Steuerbefreiung nach 2009 offen und wird diskutiert.

2003 lag der Anteil von Biokraftstoffen in Deutschland bei 1,4 % des Gesamtkraftstoffverbrauches. Es sieht wohl so aus, dass das Ziel, 2005 2 % des Kraftstoffverbrauchs über Biokraftstoffe zu decken, erreicht werden kann. Allerdings kann die entsprechende Fortschreibung für 2010 (5,75 %) auf der Basis einheimischer Biomasse nur mit großer Anstrengung oder durch zusätzliche Importe erreicht werden. Insbesondere müssen hier Flächen- und Nutzungskonkurrenzen diskutiert werden. Die zukünftige Entwicklung der Nutzung nachwachsender Rohstoffe ist in besonderem Maße von den ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen abhängig (Matrixbericht, 2004).



## **Biokraftstoffe vor dem Hintergrund der Gatt/WTO-Richtlinien**

Die Maßnahmen, den Anbau nachwachsender Rohstoffe, die im Verkehrssektor und im Energiebereich eingesetzt werden können, zu fördern, können nicht losgelöst von den Vorgaben und Restriktionen betrachtet werden, die sich aus den GATT/ WTO-Verhandlungen ergeben.

Biokraftstoffe sind nach der GATT-Definition landwirtschaftliche Produkte und unterliegen demnach der weltweiten Liberalisierung, wie sie in der Uruguay-Runde festgelegt wurden. Relevant für eine Beurteilung der Förderung von Biokraftstoffen sind die weitere Liberalisierung des Handels mit Entwicklungsländern sowie die Zollpolitik der Gemeinschaft in Bezug auf Biokraftstoffe aus Entwicklungsländern.

Die Ergebnisse der 8. Verhandlungsrunde des GATT in Uruguay (1994) erschweren die Abschottung des europäischen Marktes. Die Übereinkommen über die Landwirtschaft haben zur Grundlage, dass alle den freien Handel beeinträchtigenden Maßnahmen abgeschafft werden sollen. Die Regelungen dieses Landwirtschaftsabkommens und die Zugeständnisse im Marrakesch-Protokoll bewirken in Zukunft eine noch stärkere Liberalisierung des Welthandels und weitere Erleichterungen zugunsten der Entwicklungsländer. Dies wurde auch auf der 4. WTO-Ministerkonferenz in Doha (Katar) 2001 bestätigt. Insbesondere Entwicklungsländer sollen stärker in die Weltwirtschaft integriert werden.

Im Bereich der Zollpolitik strebt die EU eine weitere Senkung der Zollsätze im Verhältnis zu Entwicklungsländern an. So wurden beispielsweise die Zollgebühren für den Import von Ethanol in den letzten Jahren erheblich gesenkt. Die Zollsätze betragen derzeit für nicht denaturiertes Ethanol 19,20 €/hl und 10,20 €/hl für denaturiertes Ethanol. Zum Vergleich lagen die Importzölle 1996 noch bei 28,20 €/hl für nicht denaturiertes Ethanol und 16 €/hl für denaturiertes Ethanol. Ein weiterer Außenschutz vonseiten der EU besteht derzeit nicht. Es ist sogar davon auszugehen, dass als Ergebnis der laufenden WTO-Verhandlungen eine Reduktion des Außenschutzes bei Ethanol kommen wird (Isermeyer et al., 2005).

Importe von Ethanol stellen eine große Gefahr für die deutsche und europäische Ethanolindustrie dar, da die Mineralölkonzerne den günstigsten Rohstoff, unabhängig von seiner Herkunft, kaufen werden. Durch günstiges Importethanol bleibt der Preis für Bioethanol auf dem europäischen Markt niedrig.

Dennoch sieht die Bundesregierung für Bioethanol als Treibstoff ein hohes Marktpotenzial (Isermeyer et al., 2005). Wird die EU-Richtlinie umgesetzt, 2010 5,75 % der Kraftstoffe über den Anbau nachwachsender Rohstoffe zu decken, ergibt sich für die EU ein Ethanolbedarf von 132 Mio hl. Dies entspricht einem Rohstoffbedarf von fast 54 Mio t Getreide, Zuckerrüben bzw. Zucker (Isermeyer et al., 2005). Trotz der gesetzlichen Rahmenbedingungen, wie Steuerbefreiung, geratenen Planungen und Bau von Bioethanolanlagen ins Stocken. Ursachen hierfür liegen in dem geringen Außenschutz, fehlendem Beimischungszwang, Unsicherheiten bezüglich der anstehenden Zuckermarktreform (siehe auch Kap. 2.4), sowie die zeitlich befristete Steuerbefreiung für Biokraftstoffe.

International gesehen, ist die Herstellung von Bioethanol in Deutschland bzw. der EU nicht wettbewerbsfähig. Brasilien kann im weltweiten Vergleich Ethanol zu den geringsten Kosten von ca. 17 US-\$/hl produzieren. Demgegenüber liegen die Kosten in der EU für die Ethanolherstellung aus Weizen bei über 50 €/hl, aus Zuckerrüben bei knapp 50 €/hl (bei einem Preis für Zuckerrüben von 23.50 €/t) (Henniges, O. und Zeddies, J., 2005). Dennoch geht man davon aus, dass sich Bioethanol kurzfristig am Ottokraftstoffmarkt etabliert, sowohl als ETBE als auch über eine direkte Beimischung, denn die finanziellen Anreize für die Mineralölindustrie sind groß (Schmitz, 2004).

## **2.5. Nutzung der energiepolitischen Rahmenbedingungen für konkrete Anlagen**

Besonders das EEG-Gesetz hat neue Prioritäten für die Nutzung von Biomassen gesetzt und gibt Anreize, die von den begünstigten Anlagen nach Möglichkeit voll ausgenutzt werden. Die Förderung schreibt einen arbeitsabhängigen Preis für eine in das öffentlich Netz eingespeiste Strommenge vor, der vom Netzbetreiber zu erstatten ist. Der so genannte Basis-Preis erhöht sich durch die ausschließliche Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo) um einen leistungsabhängigen Wert (sog. NaWaRo-Bonus). Wenn von der begünstigten Anlage zusätzlich auch die anfallende Abwärme außerhalb der Anlage genutzt wird, wird dies mit zusätzlich 2ct/kWh vergütet (sog. KWK-Bonus). In letzter Minute wurde bei der Beratung des Gesetzes auch noch ein sogenannter Technologie-Bonus eingeführt, der besonders interessante, aber kostenintensive Technologien zusätzlich mit 2 ct/kWh vergütet. Zu diesen Technologien gehört der ORC (Organic Rankine Cycle) Prozess zur Nutzung von Dampf mit geringerem Energieinhalt in einer Dampfturbine und die Gasaufbereitungstechnik zur Einspeisung von Methan in das bestehende Erdgasnetz.

Da alle Vergütungen für 20 Jahre (plus Inbetriebnahmejahr) festgeschrieben werden, ist nun eine sichere Planungsbasis für die begünstigten Anlagen gegeben. Diese neue Planungsbasis führt zu enormen Aktivitäten auf dem Biomasse-Sektor, um die Vorteile möglichst weitgehend zu nutzen. Die mit 1,5 % pro Jahr degressiv gestalteten Vergütungen sorgen dabei für zusätzlichen Druck.

Zur Auslegung einer wirtschaftlich betreibbaren Anlage werden deshalb möglichst hohe Vergütungsbeträge angesetzt, die eine Nutzung der Abwärme voraussetzen. Eine Nutzung der Abwärme setzt wiederum meist eine Nähe zu Wärmeverbrauchern voraus, die zusätzliche Umweltbelastungen, wie Verkehr, Geruch und Lärm, meist nur ungern in Kauf nehmen wollen.

Die Anlagen werden so ausgelegt, dass ein industrieller Betrieb gefahren werden kann. Diese Auslegung erfordert Redundanzüberlegungen bezüglich der installierten Maschinen und eine entsprechende personelle Besetzung. Diese Anforderungen setzen eine entsprechende Größe der Anlage für einen wirtschaftlichen Betrieb voraus, die wiederum durch die Transportkosten für die Einsatz- und Abfallstoffe begrenzt werden. Eine Optimierung muss zwischen den verfügbaren Massen, dem Einzugsgebiet und Wärmeabsatzgebiet sowie der verfügbaren Technik stattfinden.

Ein weiterer Ansatz zur Auslegung von Anlagen sollte die lokale Selbstversorgung des Rhein-Erft-Kreises mit Strom, Wärme und Treibstoff sein.

### **3. Abschätzung der Biomasse-Potenziale im Rhein-Erft-Kreis**

#### **Grundlagen Biomasse**

Biomasse entsteht in der Natur durch lebende und wachsende Materie sowie aus Abfallstoffen von lebenden und toten Organismen. Sie wird im Allgemeinen als die Gesamtmasse organischer Substanzen in einem Lebensraum bezeichnet. Biomasse ist gespeicherte Sonnenenergie, die von Pflanzen mit Hilfe der Photosynthese erzeugt wird. Aus Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Wasser sowie mit Nährstoffen aus dem Boden und mit Hilfe der Sonnenenergie können grüne Pflanzen in ihrer Wachstumsphase neben Sauerstoff energiereiche Kohlenhydrate aufbauen und speichern.

Als nachwachsender Rohstoff kann Biomasse sowohl stofflich als auch energetisch genutzt werden. Bereits verarbeitete organische Stoffe, die im Prozess nicht mehr benötigt werden, können in aller Regel noch als Bioenergieträger zur Erzeugung von Wärme, Strom oder Kraftstoff weiter verwendet werden. Zudem kann die Biomasse höherwertig verwertet werden.

Bei der energetischen Nutzung der energiereichen Kohlenhydrate werden diese in etwa gleichen Mengen zu Kohlendioxid und Wasser umgewandelt. Abgesehen von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Bereitstellungslogistik ist demnach die energetische Nutzung von Biomasse weitgehend CO<sub>2</sub>-neutral.

Der natürliche Nährstoffkreislauf kann nahezu geschlossen werden, wenn die Rückstände der energetischen Nutzung, wie Gärreste oder Aschen, wieder auf die Ackerflächen ausgebracht werden.

Biomasse kann vielfältig genutzt werden, sie ist verhältnismäßig gut zu transportieren und auch bedingt speicherbar (lagerbar). Verschiedene Umwandlungstechnologien machen es möglich, unterschiedliche Endenergieträger, wie Strom, Wärme, Brennstoff oder Kraftstoff aus Biomasse, herzustellen.

### 3.1. Agrarstruktureller Hintergrund

Der Rhein-Erft-Kreis liegt in der Köln-Aachener Bucht und befindet sich für den landwirtschaftlichen Anbau in einer absoluten Gunstsituation.

Die Böden des Rhein-Erft-Kreises bestehen ausnahmslos aus Löss. Dieses Substrat ist meist einige Meter mächtig. Auf ihm haben sich Böden entwickelt, die sich durch hohe Fruchtbarkeit sowie gutes Wasserhaltevermögen auszeichnen. Dies wird in den sogenannten Ackerkennzahlen sichtbar. Diese beruhen auf der Reichsbodenschätzung aus den 30er Jahren. Danach finden sich im Rhein-Erft-Kreis Böden mit Ackerkennzahlen bis zu 80 Punkten (der höchste erreichbare Wert beträgt 100). Im Mittel liegen die Ackerkennzahlen im Kreis und in der gesamten Köln-Aachener Bucht bei 65.

Ein zweiter wesentlicher Faktor für eine gute Landwirtschaft sind ausreichende Niederschläge. Auch hier wird der Rhein-Erft-Kreis mit im Mittel um die 650 mm verwöhnt. Die Werte liegen in den Leelagen der Vorgebirge und der Eifel etwas niedriger.

#### Landwirtschaftliche Ausgangssituation im Rhein-Erft-Kreis

Der Rhein-Erft-Kreis umfasst eine Fläche von 704,3 km<sup>2</sup>. Etwa die Hälfte hiervon wird landwirtschaftlich genutzt. Der größte Anteil ist Ackerland, nur ein geringer Anteil wird für Gartenland, Obstanlagen oder Baumschulen genutzt.

	Gesamtfläche	Landw. Genutzte Fläche	Ackerland	Stilllegungsfläche	Dauergrünland	Wald
ha	70.443	35.156	33.706	3.038	1.236	825

Tabelle 3.1-1 : Bodenflächen im Rhein-Erftkreis nach ausgewählten Hauptnutzungsarten in ha (Landwirtschaftskammer, 2004; Stilllegungsflächen Daten von 2005)

Aufgrund der naturgeographischen Gunstsituation des Rhein-Erft-Kreises hat sich hier schon seit über 100 Jahren die Zuckerrübe zur Leitfrucht entwickelt. Dies ist darin begründet, dass die Zuckerrübe ganz besondere Ansprüche an den Nährstoff- und Wasserhaushalt stellt, dem Böden und Klima gerecht werden.

Im Rhein-Erft-Kreis gibt es 473 Ackerbaubetriebe. Die meisten hiervon sind Rübenbaubetriebe. Die Zuckerrüben werden mit Winterweizen und Wintergerste in einer dreigliedrigen Fruchtfolge angebaut.

#### Zuckerrübe – Winterweizen – Wintergerste

Die Dominanz der Zuckerrübe im Rhein-Erft-Kreis und seiner näheren Umgebung hat zur Folge, dass andere Anbauprodukte wie Winterraps oder Mais (Körner- und Silomais) derzeit eine nebensächliche Rolle spielen. Ursache hierfür ist zum einen, dass gerade diese Anbauprodukte als Vor- oder Nachfrucht entscheidenden Einfluss auf das Auftreten von tierischen und pilzlichen Schaderregern sowie die Unkrautbildung (Raps, Kartoffel) haben und den Ertrag der Zuckerrübe negativ beeinflussen. Zum anderen sind derzeit die finanziellen Erträge von Zuckerrübe und Weizen noch so gut, dass eine Umgestaltung der Fruchtfolge von Seiten der Landwirte bislang nicht nötig war. Auf mögliche zukünftige Veränderungen durch die Zuckermarktreform wurde schon im Kapitel 2.2 hingewiesen.

Tabelle 3.1.-2 zeigt die Hauptnutzungsarten im Rhein-Erft-Kreis einschließlich ihrer Erträge und demonstriert so noch einmal deutlich die Dominanz der Leitfrucht Zuckerrübe.

	Winterweizen	Wintergerste	Zuckerrübe	Winterraps	Silomais	Kartoffel
Fläche (ha)	12.486	3.319	9.023	75	225	1914
Ertrag t/ha	8,35	7,71	66,3	3,5	42,28	46,07
Ertrag t/Gesamtfl.	104.258	25.551	598.225	263	9.513	88.178

Tabelle 3.1-2: Betriebsflächen (ha) und Ertrag der landwirtschaftlichen Betriebe nach ausgewählten Hauptnutzungsarten im Rhein-Erft-Kreis (Daten 2003, Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen, 2005)

Im Erntejahr 2005 sind die Erträge der Zuckerrübe auf einem extrem hohen Niveau und reichen in Teilbereichen bis an die 70 t/ha heran.

### 3.2. Ökonomischer Vergleich potenzieller Energiepflanzen

Biomasse Rhein-Erft-Kreis	Erträge t/ha	Heizwert MWht (Ernte) MWht/ha	Heizwert MWht (Ernte) MWht/ha	Ölertrag MWht (Ernte) MWht/ha	Ölertrag MWht/ha	Biogasertrag MWht (Ernte) MWht/ha	Biogasertrag MWht/ha	Ethanolertrag MWht (Ernte) MWht/ha	Ethanolertrag MWht/ha	Methanolertrag MWht (Ernte) MWht/ha	Methanolertrag MWht/ha
Zuckerrübe	66,3	0,11	7			0,96	64	0,596	39	0,39	26
Zuckerüberecksaft (65% Zucker)	16,6							2,382	39		
Weizenkörner	8,4	3,92	33			3,40	28	2,263	19	1,39	12
Roggenkörner	7,6	3,94	30			3,39	26	2,466	19	1,38	10
Gerstekörner	7,7	4,12	32			3,37	26			1,38	11
Ganzpflanzensilage Triticale/Roggen/Gerste	14,3	3,11	45			2,33	33			0,95	14
Silomais	42,3					1,17	49			0,48	20
Stroh (Weizen)	6,7	3,02	20			1,35	9			0,55	4
Rapsstroh	5,9	2,75	16			1,29	8			0,53	3
Winterassamen	3,5	6,06	21			3,35	12			1,37	5
Kartoffel	46,1			3	12	0,41	19	0,488	23	0,17	8
Grasbau (für Silage angevekt)	7,7					1,09	8			0,44	3
Holz	12,0	3,23	39							1,32	16

Die dunkel-grün markierten Zellen stellen die sinnvoll nutzbaren Biomassen für die angegebene energetische Nutzung dar. Die hell-grün markierten Zellen sind zur Zeit technisch nicht sinnvoll.

### 3.3. Theoretische und technisch/ökologische Potenziale der Biomassen

#### Potenziale – Definitionen

Die Möglichkeiten der energetischen Biomassennutzung werden im Wesentlichen durch die verfügbaren Potenziale in der Region bestimmt.

In dieser Studie werden die Biomasse-Potenziale im Rhein-Erft-Kreis erfasst, wobei vorliegender Zwischenbericht vorerst die theoretischen und z.T. die technisch-ökologischen Biomasse-Potenziale des Kreises dokumentiert. Daneben gibt es noch wirtschaftliche und erschließbare Potenziale, die im Endbericht für ausgewählte Standorte in die Betrachtung mit einbezogen werden.

Das **theoretische Potenzial** beschreibt das in einer gegebenen Region innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch nutzbare Energieangebot aus regenerativen Energien und stellt damit die Obergrenze des theoretisch realisierbaren Beitrages zur Energiebereitstellung dar. Der praktischen Nutzbarmachung des theoretischen Potenziales stehen zum Teil unüberwindbare technische, ökologische, strukturelle und administrative Schranken gegenüber. Das theoretische Potenzial ist in der Praxis von untergeordneter Bedeutung.

Das **technisch/ökologische Potenzial** bezeichnet demgegenüber den tatsächlich nutzbaren Anteil am theoretischen Aufkommen. Stand der Technik sowie ökologische und strukturelle Restriktionen und Vorgaben werden berücksichtigt. So werden im technisch/ökologischen Potenzial unter anderem Parameter wie Bergeverluste oder Eigenbedarf mitberücksichtigt.

#### Energiekenngößen

Biomasse kommt in verschiedenen Erscheinungsformen vor und wird unterschiedlich quantitativ erfasst. Daher bedarf es einer einheitlichen Bezugsgröße, um die Biomasse-Potenziale darzustellen. Als einheitliches Maß bietet sich der Energiegehalt der Biomasse an. Hier wird als Bezugsgröße der Primärenergieinhalt zu Grunde gelegt. Dies entspricht dem Energieinhalt vor der technischen Umwandlung.

Die internationale Maßeinheit für Energie ist Joule (J) und beschreibt das Produkt aus Energie und Leistung. Der Energieinhalt der einzelnen Biomassen wird in Mega Joule (MJ) oder Giga Joule (GJ) angegeben. Da dieser Wert allerdings für die praktische Anwendung nicht sehr aussagekräftig ist, werden zusätzlich die Einheiten kWh bzw. MWh verwendet.

Die Biogasausbeute wird in m<sup>3</sup> je t Frischmasse (FM) oder auch l/kg Trockenmasse angegeben.

Die verschiedenen Biomassen können unterschiedlichen Umwandlungstechnologien unterzogen werden. Dies sind physikalisch-chemische Umwandlungen (z.B. Holzabfälle in Pellets, Stroh in Ballen, Gewinnung von Pflanzenölen), thermochemische Umwandlungen (Verbrennung, Verflüssigung, Vergasung) sowie die biochemische Umwandlung (Kompostierung, Vergärung).

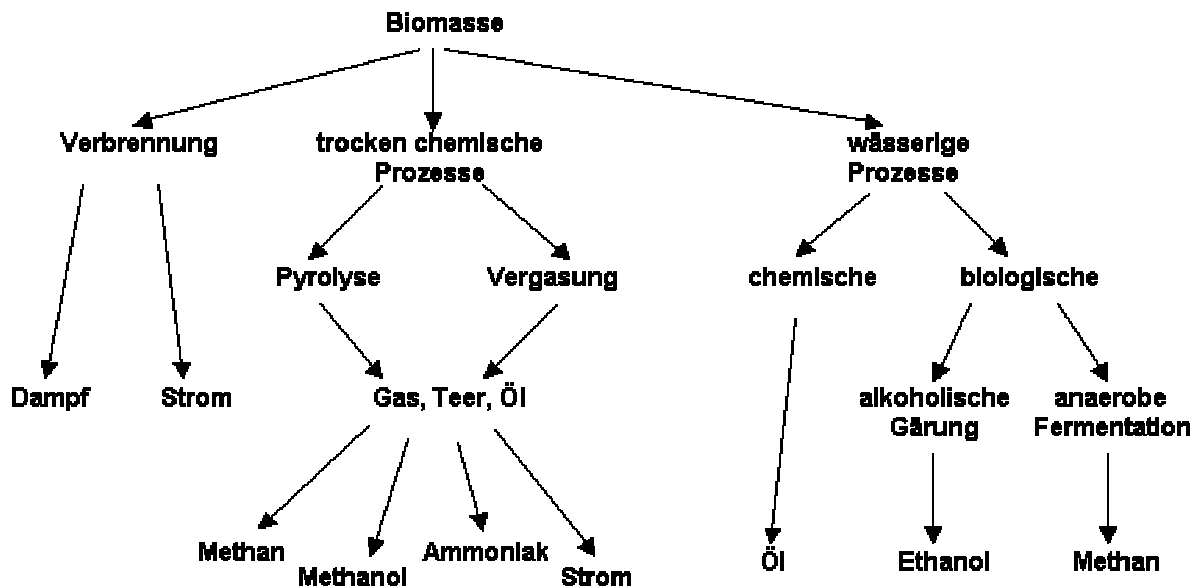


Abbildung 3.3-1 : Umwandlung von Biomassen

Im Folgenden erfolgt eine detaillierte Betrachtung der theoretischen und technisch-ökologischen Potenziale folgender Sortimente im Rhein-Erft-Kreis, mit Verweis auf ihre potenzielle energetische Umwandlungsmöglichkeit bzw. energetische Nutzung:

- Ölhaltige Biomassen (Raps) – pflanzenölbasierte Kraftstoffe
- Zuckerrübe - Bioethanol
- Halmgutartige Biomassen, Rückstände und Nebenprodukte ( Stroh- und Landschaftspflegematerial) - Verbrennung
- Holzartige Biomasse (Waldrestholz, Kronenholz, Altholz) - Vergasung
- Biogassubstrate (tierische Exkremente, Ernterückstände aus der Landwirtschaft, organische Siedlungsabfälle, Maissilage, Ganzpflanzensilage) - Biomethan



### 3.3.1. Ölhaltige Biomassen – Pflanzenölbasierte Kraftstoffe

Im Rhein-Erft-Kreis und seiner Umgebung dominiert unter den ölhaltigen Pflanzen der Anbau von Raps. Andere Fruchtarten, wie z.B. Sonnenblumen, werden in äußerst geringem Umfang angebaut. Im Folgenden wird daher bei der Abhandlung ölhaltiger Biomassen vorläufig nur auf Raps eingegangen.

Rapsöl eignet sich neben der Verwendung im Lebensmittelbereich hervorragend zur Herstellung von technischen Stoffen (Schmierstoffe, Reinigungsmittel usw.). Zudem ist er der bekannteste natürliche Treibstoff in modifizierten Dieselmotoren.

Der **Ölanteil** in der Rapssaat beträgt durchschnittlich 40 % in der Trockenmasse, wobei die Literatur-Angaben zwischen 40 und 47 % schwanken ( Remmele, E. und Schmidt, A.; www.ufop.de, Graf, 2002, Stotz und Remmele, 2005).

Grundsätzlich lässt sich das Pflanzenöl in wenigen Schritten relativ leicht aus dem Raps gewinnen. Im einfachsten Falle wird durch Zermahlen der Samen und anschließende Kaltpressung das Öl gewonnen. Schwebstoffe werden vom Rohöl durch Sedimentation oder Filtration abgetrennt. Dieses Verfahren findet vornehmlich in dezentralen Anlagen Anwendung (Abb. 3.3.1-1). Die Vorteile kleiner dezentraler Mühlen sind kurze Transportwege und in Folge geringere Transportkosten. Allerdings ist ihre Ausbeute geringer und Qualitätsschwankungen machen ständige Kontrollen erforderlich. In Deutschland gibt es 219 dezentrale Ölmühlen, 16 davon befinden sich in Nordrhein-Westfalen (Stotz und Remmele, 2005) (siehe Anlage 1).

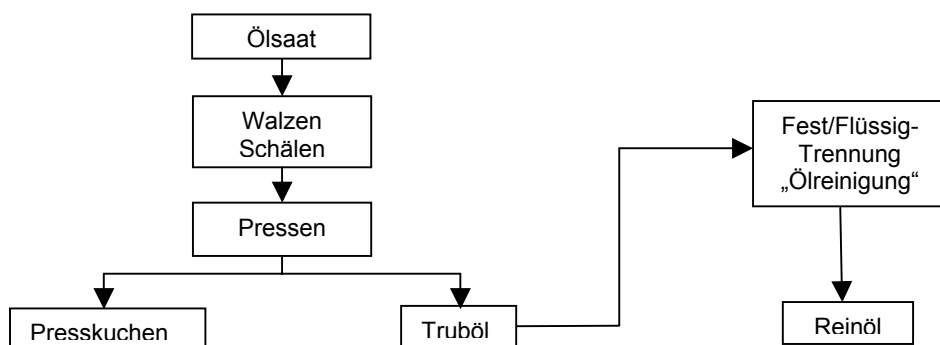


Abbildung 3.3.1-1: Ölgewinnung in dezentralen Kleinanlagen (Remmele, 2004)

Damit die Qualität des Rapsöls nicht beeinträchtigt wird, sollte das Öl bei ca. 10 ° C dunkel gelagert werden. Die Lagerungstanks sollten hierbei den Witterungseinflüssen nicht direkt ausgesetzt sein. Die Ölentnahmestelle darf nicht am niedrigsten Punkt sein, da sonst die Trubstoffe als erstes entnommen werden (Rathbauer, J.). Unter optimalen Bedingungen beträgt die Haltbarkeit des Öls ca. 12 Monate.

Beim Prozess der Ölgewinnung entsteht als Nebenprodukt Rapskuchen. Dieser ist aufgrund seines hohen Fett- und Proteingehaltes ein gefragter Rohstoff der Tierfuttermittelindustrie. Raps- oder auch Presskuchen wird als Futtermittel für Schweine und Kühe eingesetzt. Seine Nachfrage stieg in den letzten Jahren, mit dem Verbot Tiermehl zu füttern, deutlich an.

Demgegenüber wird in zentralen und großindustriellen Anlagen Rohöl in großtechnischem Maßstab in gleichbleibender Qualität hergestellt. Nach Anlieferung der Rapskörner wird das Saatgut zerkleinert und der Feuchtigkeitsgehalt und die Temperatur eingestellt (Konditionierung). Anschließend erfolgt die Pressung in kontinuierlich arbeitenden Schneckenpressen. Durch die Pressung werden 75 % des Ölgehaltes gewonnen. Als Nebenprodukt fällt Presskuchen an. Durch Filterung werden aus dem Pressöl Trübstoffe entfernt. Das Betreiben zentraler, großindustrieller Mühlen ist nur in Gebieten mit starkem Rapsanbau oder direkt an großen Wasserstraßen sinnvoll.

### 3.3.1.1. Rapsanbau im Rhein-Erft-Kreis

Der Rhein-Erft-Kreis bzw. die gesamte Köln-Aachener Bucht sind traditionelle Rübenanbauggebiete. Aus oben angeführten Gründen beschränkt sich der Anbau von Winterraps bislang auf wenige Flächen und beträgt weniger als 2 % der gesamten Ackerfläche. Er liegt damit deutlich unter dem Landesdurchschnitt von 4,71 %. Allerdings sind hier deutliche Tendenzen zur Vergrößerung der Anbauflächen zu erkennen. Ursache hierfür ist unter anderem die Zunahme der Stilllegungsflächen auf über 3000 ha im Jahr 2005.

Raps wird traditionell in einer Fruchtfolge mit Weizen und Mais angebaut. Eine engere Fruchtfolge würde eine Zunahme von Schädlingen und Unkräutern bedeuten. Tabelle 3.2.1-1 zeigt den Rapsanbau im Rhein-Erft-Kreis und seinen Städten sowie Rapsöl- und Rapskuchenertrag. Ebenso sind Heizwert in MJ/t und MWh/t des Öls und das theoretische Potenzial angeführt.

Folgende Annahmen liegen der Tabelle zugrunde:

- Der Ölanteil in der Rapssaat beträgt durchschnittlich 35%.
- Der Rapserttrag liegt bei 3,5 t /ha.
- Je ha können 1225 kg Rapsöl produziert werden.
- Bei der Verarbeitung der Rapssaat fallen ca. 2275 kg Rapskuchen je ha an.

	Anbaufläche ha	T/a	Rapsöl (35 %) t/a	Rapskuchen t/a	Heizwert/ Öl MJ/t	Heizwert/ Öl MWh/t	Theoretisches Potenzial/ Öl MWh/a
Bedburg	-						
Bergheim	30	105	38	68	37,1	10,3	391
Brühl	-						
Elsdorf	-						
Erftstadt	28	98	34	64	37,1	10,3	350
Frechen	-						
Hürth	-						
Kerpen	17	60	21	39	37,1	10,3	216
Pulheim	-						
Wesseling	-						
Stilllegungsfl. 2004	51	179	62	116	37,1	10,3	639
<b>Rhein-Erft- Kreis</b>	<b>75</b>	<b>263</b>	<b>92</b>	<b>171</b>	<b>37,1</b>	<b>10,3</b>	<b>948</b>

Tabelle 3.3.1-1: Rapsanbau im Rhein-Erft-Kreis [Rapsanbau/ha, Ertrag t/ha, Rapsöl (t/a), Rapskuchen (t/a), Heizwert und Brennwert des Rapsöls sowie theoretisches Potenzial (verändert nach Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen, 2004)

Die Mengen, die in dieser Tabelle aufgelistet sind, erscheinen gering. Es darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass diese Daten aus dem Jahr 2003 stammen. Laut Landhandel wurde im letzten Jahr schon deutlich mehr Rapssaat verkauft. Bislang fehlt im Kreis zudem die entsprechende günstige Absatzmöglichkeit für die Rapssaat.

Des weiteren bietet die Ausweitung der obligatorischen Flächenstilllegung auch auf die Zuckerrübenflächen ein deutliches Potenzial für vermehrten Rapsanbau. Tabelle 3.3.1-2 zeigt die Stilllegungsflächen des Jahres 2005 im Rhein-Erft-Kreis und seinen Städten.

Folgende Annahmen liegen der Tabelle zugrunde:

- Ölertrag, Rapskuchenmenge etc. siehe Annahmen zu Tabelle 3.3.1-1
- Raps wird in einer dreigliedrigen Fruchtfolge angebaut, so dass als technisches Potenzial nur 1/3 der Stilllegungsfläche zum Rapsanbau zur Verfügung steht. Die bisherige Anbaufläche ist mit berücksichtigt.

Bemerkung: In dieser Tabelle ist nur die Stilllegungsfläche berücksichtigt

	Stilllegungsfläche ha	technisches Potenzial ha	Rapsöl t/a	Heizwert/ Öl MJ/t	Heizwert/ Öl MWh/t	technisches Potenzial/ Öl MWh/a
Bedburg	371	124	152	37,1	10,3	1.565
Bergheim	542	180	221	37,1	10,3	2.271
Brühl	30	10	12	37,1	10,3	126
Elsdorf	289	96	118	37,1	10,3	1.215
Erftstadt	600	200	245	37,1	10,3	2.524
Frechen	131	44	54	37,1	10,3	555
Hürth	124	41	50	37,1	10,3	517
Kerpen	581	193	236	37,1	10,3	2.435
Pulheim	328	109	134	37,1	10,3	1.375
Wesseling	42	14	17	37,1	10,3	177
<b>Rhein-Erft- Kreis</b>	<b>3038</b>	<b>1011</b>	<b>1239</b>	<b>37,1</b>	<b>10,3</b>	<b>12.761</b>

Tabelle 3.3.1-2: Stilllegungsflächen 2005 und technisches Potenzial für den Rapsanbau

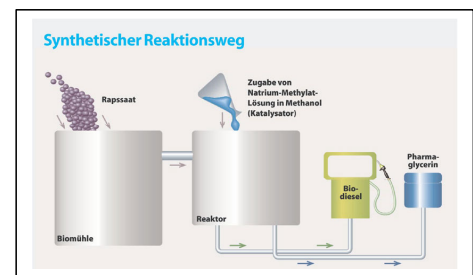
### 3.3.1.2. Auslegung Raps-Öl-Anlage

Zu den biogenen Treibstoffen gehören Pflanzenöl und Biodiesel. Im Rhein-Erft-Kreis steht Raps als Ölpflanze zur Verfügung. Die Rapssaat wird zu Rapsöl gepresst, das in verschiedenen Varianten als Treibstoff verwendet werden kann:

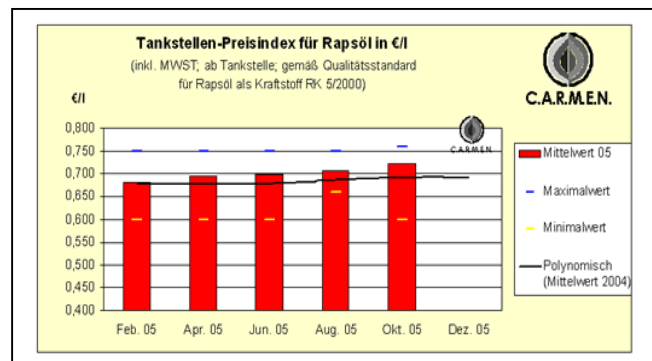
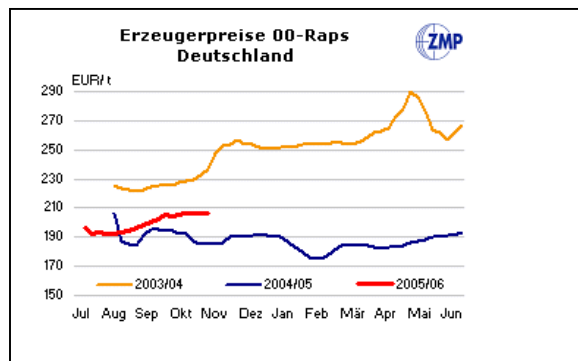
- Direkte Nutzung als Diesel-Ersatztreibstoff (Pflanzenöl)
- Umesterung mit Methanol zu Biodiesel (RME – Raps-Methyl-Ester)

Naturbelassenes Pflanzenöl kann als Treibstoff in dafür entwickelten oder umgerüsteten Diesel-Motoren verwendet werden. Dabei ist besonders darauf zu achten, dass ein Zwei-Tank-System zum Einsatz kommt und die eingesetzten Kraftstoffschläuche und die Einspritzpumpen für den Einsatz von Pflanzenöl geeignet sind. Eine Umschaltung von Diesel- auf Rapsölbetrieb erfolgt, wenn der Motor seine Betriebstemperatur erreicht hat. Ebenso muss vor Abschaltung des Motors wieder auf Diesel umgeschaltet werden, damit das Rapsöl nicht im Kraftstoffsystem erkalten kann. Das im November 2005 veröffentlichte Ergebnis des 100-Traktoren-Programms hat die Eignung vieler Motoren bestätigt, weist aber darauf hin, dass eine möglichst hohe Auslastung des Motors sich positiv auf die Störanfälligkeit auswirkt.

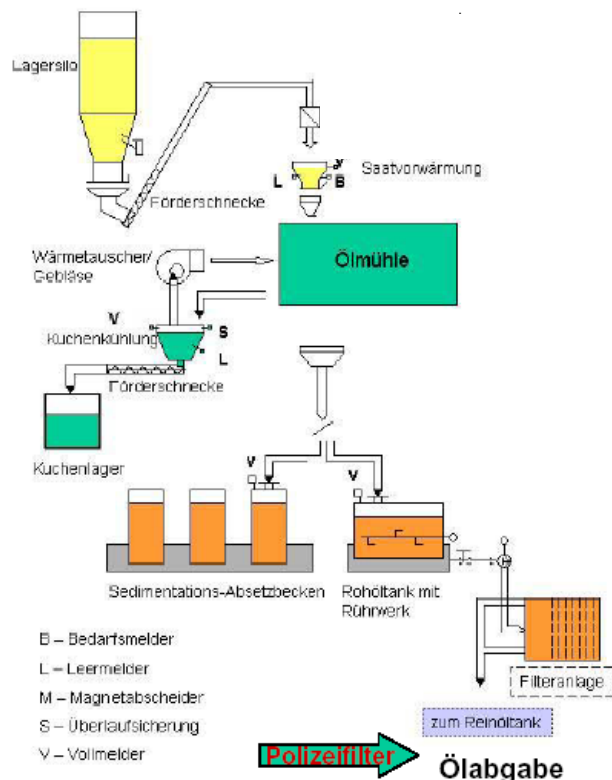
Biodiesel entsteht aus dem Rohstoff „Pflanzenöl“ durch Veresterung mit Methanol (10%). Biodiesel kommt heute in traditionellen Dieselmotoren ohne wesentliche Anpassung zum Einsatz oder wird bereits vom Fahrzeughersteller zugelassen. Die Untersuchung einer eigenen Biodieselherstellung nach der EU-Qualitätsnorm DIN EN 14214 wird im Anschluss an die Ölmühle behandelt.



Die Verteuerung von Rohöl hat wegen der hohen Nachfrage auch beim Rapsöl zu Preissteigerungen geführt. Aus Sicht der Rohstoffe ist mit weiter steigenden Preisen zu rechnen. Damit stellt sich die Erzeugung von Rapsöl als interessanter Weg zur Einkommenssicherung dar. Auch die Eigen-Nutzung von Rapsöl in den Traktoren der Landwirtschaft erscheint sinnvoll, da man unabhängiger vom Rohölpreis wird. Eine Vermarktung des Rapsöls als Speiseöl oder eine Ablieferung zur Veredelung (Biodiesel) bleibt dabei als Alternative möglich.



Um einen Qualitätstreibstoff zu erzeugen, wird ein Herstellungsprozess nach folgendem Prozessbild zugrunde gelegt:



Die iterative Ermittlung der Wirtschaftlichkeit einer industriellen Anlage nach obigem Prozessbild zeigt, dass eine Ölmühle mindestens 300 kg Ölsaats pro Stunde verarbeiten sollte, (abhängig von notwendigen standortabhängigen Zusatzinvestitionen).

Geht man davon aus, dass für die Bestellung der Ackerfläche etwa 150 Liter Diesel pro Hektar und Jahr erforderlich sind, wären 10 - 15% der Anbaufläche mit Raps zu bepflanzen, um diesen Bedarf an Treibstoff abdecken zu können.

Bei einer zugrunde gelegten Laufzeit der Rapsmühle von 5.280 Stunden pro Jahr wäre eine Rapsanbaufläche von 450 ha für die Anlage erforderlich. Die zugeordnete Ackerfläche wäre ca. 4.000 ha, die über einen Zusammenschluss von Landwirten oder durch Zuordnung an einer Landhandelstation erfolgen sollte. Da das derzeitige Anbauverhalten im Rhein-Erft-Kreis nicht genügend Raps zur Verfügung stellt, ist eine Umstellung des Anbaus notwendig. Auch dürfte die eingeplante Stilllegungsfläche dann nicht mit Weizen für die Ethanolherstellung belegt werden.

Die technischen Potenziale auf Stilllegungsflächen lassen für eine Rapsölmühle maximal zwei Standorte zu.

- Bergheim, Bedburg, Elsdorf, Pulheim mit 509 ha
- Erftstadt, Kerpen, Frechen, Hürth, Brühl, Wesseling mit 502 ha

Das setzt die volle Nutzung des Anbaupotenzials voraus. Mit eingeschränktem Anbaupotenzial wäre nur ein Standort sinnvoll :

- Bergheim, Kerpen, Erftstadt mit 573 ha

## Wirtschaftlichkeitsberechnung

Folgende Auslegungsparameter werden zugrunde gelegt:

Verfügbare Rapssaat 2004	Anbaufläche ha	Ertrag Ölsaat t/ha	verfügbare Menge
Winterraps	75	3,5	263 t in 2004
auf Stilllegungsflächen	911	3,5	3.189 t Potenzial
<b>Summe</b>			<b>3.451 t</b>
Ansatz Verfügbarkeit für die Kraftstoffgewinnung		70%	<b>2.416 t</b>
Ölanteil	35%		<b>845 t Rapsöl</b>
Rapskuchenanteil	65%		<b>1.570 t Futtermittel</b>
Dichte Öl	0,92 kg/L bei 20°C		<b>919.016 L Rapsöl</b>
Energieinhalt Öl	10,3 MWh/t		<b>8.709 MWh</b>
			<b>897.794 Liter Heizöl</b>
<b>Teilflächenbetrachtung</b>			
Die Bewirtschaftung der landwirtschaftlichen Fläche benötigt Treibstoff für die Landmaschinen			
<b>Ansatz Treibstoffbedarf</b>	<b>140 Liter/ha</b>		
<b>Ackerfläche</b>	<b>5.000 ha - Einzugsgebiet</b>		
<b>Ölbedarf</b>	<b>700.000 Liter</b>		
<b>Anlagenauslegung</b>	<b>0,26 t/h Zielwert bei 7000 Stunden Jahreslaufzeit</b>		
<b>Anlage Rapssaat</b>	<b>0,300 t/h</b>		
<b>Anlage Öl</b>	<b>0,105 t/h</b>		
<b>Anlage Rapskuchen</b>	<b>0,195 t/h</b>		
<b>Anlagenbetriebszeit</b>	<b>24 Stunden pro Tag</b>		
	<b>5 Tage pro Woche</b>		
	<b>47 Wochen pro Jahr</b>		
<b>Betriebsstunden</b>	<b>5.640 Stunden pro Jahr</b>		
<b>Anlage Rapssaat</b>	<b>1.692 t/a</b>		
<b>Anlage Öl</b>	<b>592 t/a</b>		<b>643.696 Liter Öl / Jahr</b>
<b>Anlage Öl</b>	<b>2,52 t/Tag</b>		<b>2.739 Liter Öl / Tag</b>
<b>Benötigte Anbaufläche</b>	<b>483 ha</b>		
<b>Einzugsgebiet</b>	<b>4.598 ha</b>		
<b>Anlage Rapskuchen</b>	<b>1.100 t/a</b>		
<b>Anlagenpreis ohne Bau</b>	<b>135.000 EUR</b>		
<b>Anschlußleistung</b>	<b>45 kW</b>		
<b>Rapssaatpreis</b>	<b>207 EUR/t ohne MWSt</b>		zuzgl. 7% MWSt
<b>Rapsölpreis</b>	<b>612 EUR/t ohne MWSt</b>		<b>0,60 EUR/Liter mit 7% MWSt</b>
<b>Rapskuchenpreis (12% Fett)</b>	<b>110 EUR/t ohne MWSt</b>		zuzgl. 7% MWSt
<b>Transportradius (Mittel)</b>	<b>5 km</b>		Anlieferung ganzjährig
<b>Vergleich</b>			
	Heizölpreis		<b>0,64 EUR/Liter incl. 16% MWSt</b>
	Dieselpreis		<b>1,09 EUR/Liter incl. aller Steuern</b>
	Agrardieselpreis		<b>1,07 EUR/Liter incl. aller Steuern</b>
<b>Beispiel :Elsbett Landmaschinen 2 Tank Umrüstsatz</b>			<b>2.494,00 EUR</b>
Landmaschine-24V-IP/ -/ -/ -cyl./4000-12000ccm/-300kW/ -410PS/BHP/BOSCH/IP/2-TANK			
	+3 Tage Umbauzeit		<b>4000 EUR Gesamtkosten</b>
	<b>Amortisation bei</b>		<b>3.743 Liter</b>

**Kostenansätze**

<b>Kapitaldienst</b>	Sanierung/Neuinvest.	
- Kapitalzinsen		3,62 %/a
- Rechn. Nutzungszeit		10 a
- Annuitätsfaktor		0,1210
<b>Personalkosten (mit Fahrzeug)</b>		35 €/h
<b>Wartung/Instandhaltung</b>		3 %/a (Invest)
<b>Wartung/Instandhaltung Gasturbinen-Anlage</b>		0,0070 €/KWh(el)
<b>Wartung/Instandhaltung BHKW-Anlage</b>		0,0260 €/KWh(el)
<b>Verwaltung/Versicherung</b>		1 %/a (Invest)
<b>CO2 Kosten</b>		7 €/t
<b>Strom Bezugspreis (20kWh/h; 200.000kWh/a)</b>	<b>Privatbereich (Netto)</b>	
- Arbeitspreis		116,50 €/MWh
- Stromsteuer		20,50 €/MWh
- KWK Aufschlag		0,50 €/MWh
- EEG Aufschlag		0,00 €/MWh
- Strombezugskosten		137,50 €/MWh
- Leistungspreis		68,30 €/a
- CO2 Emissionen		0,683 t/MWh
<b>Erdgas Bezugspreis (170kWh/h; &gt;7.800kWh/a)</b>	<b>Privatbereich (Netto)</b>	(10,3 kWh/m³ bei 15°C; 22mb)
- Arbeit (bezogen auf Ho) 1MWh= 86,5Nm³		34,80 €/MWh (Ho)
- Erdgassteuer (Ökosteuer)		5,50 €/MWh (Ho)
- Summe Erdgasbezug (bezogen auf Ho) Tarif GNOV Rheinernergie 21.07		40,30 €/MWh (Ho)
- Summe Erdgasbezug (bezogen auf Hu)		44,63 €/MWh (Hu)
- Erdgasbezugskosten KWK (ohne Steuern, Hu)		38,54 €/MWh (Hu)
- Erdgasbezugskosten vorh. Brenner und Kanalbrenner(Hu)		44,63 €/MWh (Hu)
- Leistungspreis		146,40 €/a
- CO2 Emissionen		0,200 t/MWh
<b>Rohstoffpreise</b>		
- Rapssaat		207 €/t
- Rapskuchen		110 €/t
- Rapsöl		612 €/t
<b>Transportkosten</b>		
- Tonnenkilometer		0,30 €/(t*km)

### Investitionskosten

		Anzahl	Preis	Investitionen	Kapital- Kosten
		Stck	TEUR	TEUR	TEUR/a
1.	Baugrundstück	1	30	30	4
2.	Erschließungsmaßnahmen Gas Strom Wasser	1	15	15	2
3.	Bautechnik/-Konstruktion			0	0
3.1	Planung Baugenehmigung	0	0	0	0
3.2	Gebäude	0	170	0	0
3.3	Gebäudetechnik	0	0	0	0
4.	Anlagentechnik			0	0
4.1	Maschinentechnik	1	135	135	16
4.2	Siloplanlage	1	10	10	1
4.3	Tankanlage	0	5	0	0
4.4	E-/MSR-Technik, Leittechnik mit Fernbedienung	0	0	0	0
5	Sonstige Leistungen			0	0
5.1	Abnahmekosten	0		0	0
5.3	Montage	0		0	0
5.6	Inbetriebnahme	0	0	0	0
5.7				0	0
5.8				0	0
	<b>Investitionssumme</b>			<b>190</b>	<b>23</b>
	Projektmanagement	0,1	19,0	19	2
	Genehmigungsplanung	0,1	19,0	19	2
	Anlagenplanung	0,1	19,0	19	2
	Projekzuschlag	0,1	19,0	19	2
	<b>Summe</b>			<b>266</b>	<b>32</b>
	<b>Anschlußbeitrag</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Anlagenzuschuß</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Eigenkapital</b>	0%		<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Netto Invest</b>			<b>266</b>	<b>32</b>

Bei den Investitionskosten wurden keine Gebäudekosten berücksichtigt.

Die Umrüstkosten für ein landwirtschaftliches Fahrzeug mit einem 300 kW Diesel-Motor betragen etwa 4.000 € incl. Montage und sind in den o.g. Investitionskosten nicht berücksichtigt.



**Jahreskostenrechnung**

		<b>Kosten Neuanlage</b>
<b>0. Investitionskosten (Netto)</b>	T€/a	266
<b>1. Kapitalkosten (10 Jahre)</b>	T€/a	32
<b>2. Verbrauchsgebundene Kosten</b>		
- Strombezug-Leistung	T€/a	0
- Strombezug-Arbeit	T€/a	35
- Gasbezug Leistung	T€/a	0
- Gasbezug Arbeit	T€/a	0
- Rapssaat	T€/a	350
-Transportkosten	T€/a	5
Zwischensumme Verbrauchsgebundene Kosten	T€/a	390
<b>3. Betriebsgebundene Kosten</b>	T€/a	
-Wartung/Instandhaltung	T€/a	8
- Personalkosten (Betrieb, Abrechnung)	T€/a	45
- Versicherung/Verwaltung	T€/a	3
Zwischensumme Betriebsgebundene Kosten	T€/a	55
<b>Gesamt Jahreskosten</b>	<b>T€/a</b>	<b>478</b>
<b>4. Erträge</b>		
- Rapsöl	T€/a	362
- Rapskuchen	T€/a	121
<b>Gesamt Jahresertrag</b>	<b>T€/a</b>	<b>483</b>
<b>Überschuß</b>	<b>T€/a</b>	<b>6</b>
<b>Rendite</b>	<b>%/a</b>	<b>14</b>
<b>CO2 Emission</b>	<b>t</b>	<b>173</b>

Bei der Ertragsberechnung wurde ein Verkauf von Rapskuchen zum Preise von 110 €/t berücksichtigt. Ein unversteuerter Preis für Rapsöl von 0,56 € / Liter und ein Einstandspreis von 207€ / t für Rapssaat wurde angesetzt.

### **3.3.1.3. Auslegung Biodiesel-Anlage**

Der neue Koalitionsvertrag der Bundesregierung definiert einen zukünftigen Zumischungszwang für Bioprodukte zum Kraftstoff. Durch diese Festlegung soll aber die bisher gewährte Steuerbefreiung entfallen. Dies bedeutet, dass die bis zum Jahr 2009 festgeschriebene Vergünstigung für bisherige Investoren und zukünftige Investoren entfällt. Aktuelle Aktionen der Betroffenen haben die Diskussionen in der Koalition wiederbelebt, wobei ein Ergebnis noch nicht abzusehen ist.

Letzte Meldung:

**ddp**

**Biodiesel bleibt steuerbegünstigt**

*Freitag 18. November 2005, 14:05 Uhr*

Berlin (ddp.vwd). Die mit dem Koalitionsvertrag entstanden Irritationen über die künftige Besteuerung des Biodiesels sind ausgeräumt. Reine Biokraftstoffe sollen auch weiterhin steuerbegünstigt bleiben, teilte der Deutsche Bauernverband am Freitag in Berlin mit. Die volle Mineralölsteuer soll nur für jene Biokraftstoffe gelten, die einem normalen Kraftstoff beigemischt werden. Verbands-Vizepräsident Norbert Schindler begrüßte die Klarstellung seitens der großen Koalition. Dies sei eine «Entwarnung» für die Biokraftstoffbranche, sagte er.

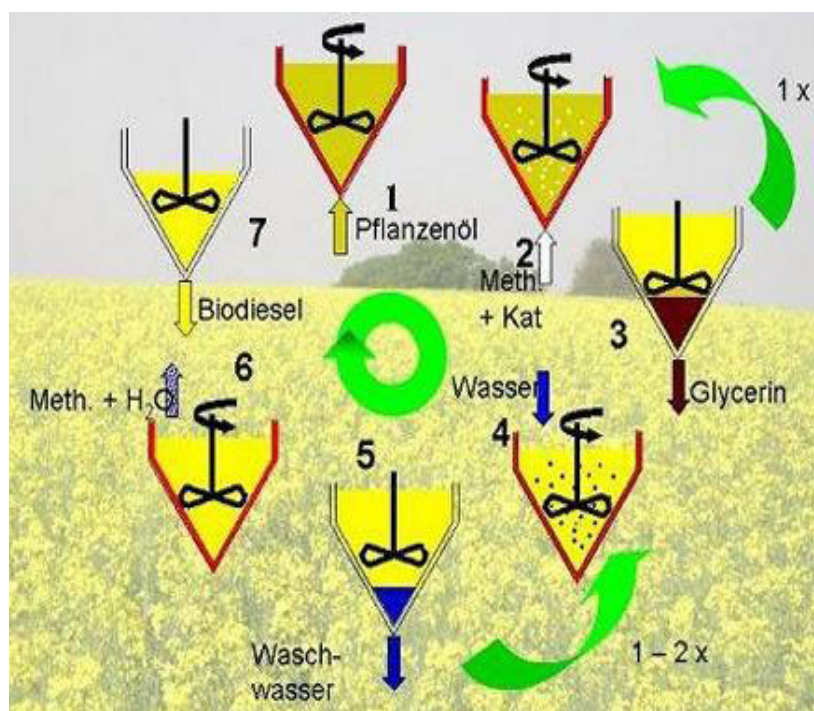
ddp.vwd/spa/pon

Bisher war es nur im großindustriellen Maßstab möglich, Pflanzenöl und natürliche Fette kostendeckend zu Biodiesel umzuestern. Seit Kurzem ist eine dezentral arbeitende Biodieselanlage in Containerbauweise verfügbar.

Die Anlage basiert auf einem reinen Batch-Prozess, d.h. alle Verfahrensschritte laufen nacheinander in einem Behälter ab. Aus diesem Grund ist der Platzbedarf der Anlage sehr gering und kann daher als Containerlösung für den Produktionsbereich angeboten werden. Kernstück der Anlage ist ein beheizbarer Rührwerksreaktor, in dem alle zur Herstellung von Biodiesel notwendigen Verfahrensschritte durchgeführt werden. Die Anlage kann mit einem Rührwerksbehälter von 1200 l Volumen bis zu 900 t Biodiesel jährlich produzieren. Die Prozesstechnik ermöglicht es, verschiedene Pflanzenöle und natürliche Fette einzusetzen. Der Prozess kann auf wechselnde Rohstoffe mittels Fernsteuerung eingestellt werden. Eine Visualisierung, Datenaufzeichnung und die Fernüberwachung ermöglichen die ständige Prozesskontrolle. Hierdurch werden ein reproduzierbarer Prozess und eine gleichbleibende Qualität gewährleistet. Der produzierte Biodiesel entspricht der gültigen Norm EN 14 214. Der gesamte Prozess ist nach ca. 8 Stunden abgeschlossen. Während 60 % der Prozesszeit erfolgt die Schwerkraftabtrennung.

Der Prozess gliedert sich in folgende Schritte:

- **Befüllung:** In den zentralen Reaktor wird eine definierte Masse Rapsöl eingebracht und dabei mit dem Endprodukt des vorherigen Batches aufgeheizt.
- **Umesterung:** Dem aufgewärmten Rapsöl wird Methanol und Katalysator (KOH) zugesetzt, es wird turbulent durchmischt und estert um.
- **Abzug Glycerin:** Das Glycerin setzt sich kompakt im unteren Bereich des Behälters ab und wird dann abgezogen. Da die Umesterung eine Gleichgewichtsreaktion ist und bei den angegebenen Reaktionsparametern ca. 5 % des Rohstoffes nicht reagieren, werden die Umesterung und die Glycerinabtrennung wiederholt.
- **Waschung:** Zur Entfernung von Verschmutzungen wird der rohe Biodiesel mit Wasser gewaschen.
- **Abzug Wasser:** Das Wasser setzt sich innerhalb kurzer Zeit im unteren Bereich des Reaktors ab und wird dort abgezogen. Die Schritte können je nach Rohstoffqualität mehrmals wiederholt werden.
- **Vakuumdestillation:** Der Reaktor wird beheizt und unter Vakuum gesetzt. Das Wasser und das Methanol, die sich nicht abgesetzt haben, werden vollständig entfernt.
- **Entleeren:** Rapsmethylester (RME) wird abgezogen und erhitzt über einen Plattenwärmetauscher den Rohstoff für den nachfolgenden Prozess.



## Nebenprodukte

Bei der Umesterung von Rapsöl und der anschließenden Reinigung des Methylesters fällt verunreinigtes Glycerin und Waschwasser an. In industriellen Anlagen wird das Glycerin aufgereinigt und verkauft.

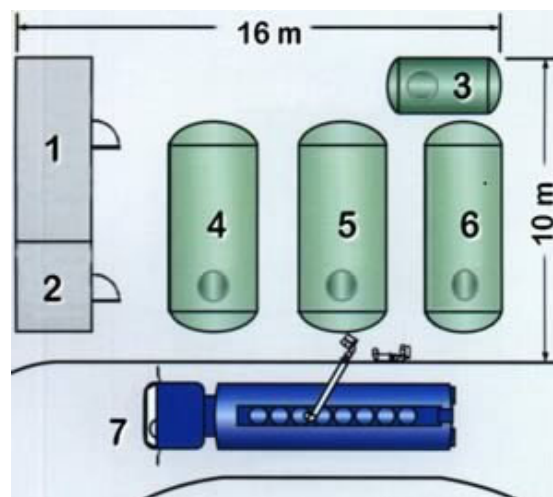
Das Anlagenkonzept der dezentralen Umesterung beinhaltet die Verwertung der Sekundärprodukte Glycerin und Waschwasser als Kosubstrat in einer nahe gelegenen Biogasanlage, wodurch die vollständige energetische Nutzung der eingesetzten biogenen Rohstoffe gewährleistet wird.

Durch den neuen Ansatz ist es dem Verfahrensträger gelungen, die Biodieselproduktion auch für kleinere Einheiten technisch und wirtschaftlich interessant werden zu lassen.

Der Betreiber, der gleichzeitig Verbraucher ist, kann flexibel agieren und steigert die Wertschöpfung in seinem Unternehmen. Transportketten werden erheblich verkürzt und es wird möglich, regionale Kreisläufe zu schließen.

Der Landwirt, der über den eigenen Anbau der Rohstoffe verfügt, ist durch die Weiterverarbeitung des Pflanzenöls in der Lage, sich weitgehend von den politischen und wirtschaftlichen Entwicklungen auf dem Kraftstoffmarkt unabhängig zu machen.

- 1 Biodiesel-Produktion (30"-Stahlcontainer)
- 2 Steuerungs- und Überwachungsraum
- 3 Methanoltank, doppelwandig, 10m<sup>3</sup>
- 4 Rapsöltank, einwandig, 40m<sup>3</sup>
- 5 Biodieseltank, doppelwandig, 40m<sup>3</sup>
- 6 Glycerintank, doppelwandig, 30m<sup>3</sup>
- 7 Tanklastzug



## Wirtschaftlichkeitsberechnung

Folgende Auslegungsparameter werden zugrundegelegt:

<b>Daten Biodiesel</b>				
Dichte Biodiesel	0,88	kg/L bei 20°C		
Dichte Rapsöl	0,92	kg/L bei 20°C		
Energieinhalt Biodiesel Hu	10,3	MWh/t		
Energieinhalt Rapsöl Hu	10,5	MWh/t		
<b>Ansatz Treibstoffbedarf</b>				
	<b>140</b>	<b>Liter/ha</b>		
<b>Ackerfläche</b>	<b>5.000</b>	<b>ha - Einzugsgebiet</b>		
<b>Dieselbedarf</b>	<b>700.000</b>	<b>Liter</b>	<b>616</b>	<b>Tonnen</b>
<b>Anlagenbetriebszeit</b>				
	<b>24</b>	<b>Stunden pro Tag</b>		
	<b>5</b>	<b>Tage pro Woche</b>		
	<b>46</b>	<b>Wochen pro Jahr</b>		
<b>Betriebsstunden</b>				
	<b>5.520</b>	<b>Stunden pro Jahr</b>		
Verbrauch Rapsöl	1,05	t/t Produkt		
Verbrauch Methanol	0,150	t/t Produkt		
Verbrauch Kali	0,015	t/t Produkt		
Verbrauch meth. Kalilauge (alternativ)	0,168	t/t Produkt		
Stromverbrauch	79	kWh/t		
Glycerin Produktion	0,178	t/t Produkt		
<b>Anlagenauslegung (Liter/8h Batch)</b>	500	1.000	2.000	4.000
<b>Anlagenauslegung (t/8h Batch)</b>	0,44	0,88	1,76	3,52
<b>Jahresproduktion Biodiesel [t/a]</b>	<b>304</b>	<b>607</b>	<b>1.214</b>	<b>2.429</b>
<b>Jahresproduktion Biodiesel [L/a]</b>	<b>345.000</b>	<b>690.000</b>	<b>1.380.000</b>	<b>2.760.000</b>
Verbrauch Rapsöl (t/a)	319	638	1.275	2.550
Verbrauch Methanol (t/a)	46	91	182	364
Verbrauch Kali (t/a)	5	9	18	36
Verbrauch meth. Kalilauge (alternativ) (t/a)	51	102	204	408
Stromverbrauch (kWh/a)	23.984	47.969	95.938	191.875
Glycerin Produktion (t/a)	54	108	216	432
Anlagenpreis	215.250 €	252.000 €	346.500 €	451.500 €
Invest. Chemikalienmischstation	35.000 €	35.000 €	35.000 €	35.000 €
Invest. Container	17.500 €	17.500 €	17.500 €	17.500 €
<b>Summe</b>	<b>267.750 €</b>	<b>304.500 €</b>	<b>399.000 €</b>	<b>504.000 €</b>
<b>Anschlußleistung (kW)</b>				
	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>17</b>	<b>35</b>
<b>Rapsölpreis</b>				
	<b>612</b>	<b>EUR/t ohne MWSt</b>	<b>0,60</b>	<b>EUR/Liter mit 7% MWSt</b>
<b>Biodieselpreis</b>				
	<b>950</b>	<b>EUR/t ohne MWSt</b>	<b>0,97</b>	<b>EUR/Liter mit 7% MWSt</b>
<b>Transportradius (Mittel)</b>				
			<b>0</b>	<b>km</b>
<b>Vergleich</b>				
			<b>0,64</b>	<b>EUR/Liter incl. 16% MWSt</b>
			<b>1,09</b>	<b>EUR/Liter incl. aller Steuern</b>
			<b>1,07</b>	<b>EUR/Liter incl. aller Steuern</b>
			<b>1,01</b>	<b>EUR/Liter incl. aller Steuern</b>

**Kostenansätze**

<b>Kapitaldienst</b>	Sanierung/Neuinvest.	
- Kapitalzinsen	3,62	%/a
- Rechn. Nutzungszeit	10	a
- Annuitätsfaktor	0,1210	
<b>Personalkosten (mit Fahrzeug)</b>	35	€/h
<b>Wartung/Instandhaltung</b>	3	%/a (Invest)
<b>Wartung/Instandhaltung Gasturbinen-Anlage</b>	0,0070	€/kWh(el)
<b>Wartung/Instandhaltung BHKW-Anlage</b>	0,0260	€/kWh(el)
<b>Verwaltung/Versicherung</b>	1	%/a (Invest)
<b>CO2 Kosten</b>	7	€t
<b>Strom Bezugspreis (20kWh/h; 200.000kWh/a)</b>	<b>Privatbereich (Netto)</b>	
- Arbeitspreis	116,50	€/MWh
- Stromsteuer	20,50	€/MWh
- KWK Aufschlag	0,50	€/MWh
- EEG Aufschlag	0,00	€/MWh
- Strombezugskosten	137,50	€/MWh
- Leistungspreis	68,30	€/a
- CO2 Emissionen	0,683	t/MWh
<b>Rohstoffpreise</b>		
- Rapssaat	207	€t
- Rapskuchen	110	€t
- Rapsöl	612	€t
- Methanol	330	€t
- Kali	700	€t
- methanisierte Kalilauge	700	€t
- Biodiesel	950	€t
- Glycerin	50	€t
<b>Transportkosten</b>		
- Tonnenkilometer	0,30	€/(t*km)

**Investitionen**

		Anzahl	Preis	Investitionen	Kapital- Kosten
		Stck	TEUR	TEUR	TEUR/a
1.	Baugrundstück	1	30	30	4
2.	Erschließungsmaßnahmen Gas Strom Wasser	1	15	15	2
3.	Bautechnik/-Konstruktion			0	0
3.1	Planung Baugenehmigung	0	0	0	0
3.2	Gebäude	0	0	0	0
3.3	Gebäudetechnik	0	0	0	0
4.	Anlagentechnik			0	0
4.1	Maschinentechnik	1	305	305	37
4.2	Siloanlage	0	0	0	0
4.3	Tankanlage	1	5	5	1
4.4	E-/MSR-Technik, Leittechnik mit Fernbedienung	0	0	0	0
5	Sonstige Leistungen			0	0
5.1	Abnahmekosten	0		0	0
5.3	Montage	0		0	0
5.6	Inbetriebnahme	0	0	0	0
5.7				0	0
5.8				0	0
	<b>Investitionssumme</b>			<b>355</b>	<b>43</b>
	Projektmanagement	0,1	35,5	35	4
	Genehmigungsplanung	0,1	35,5	35	4
	Anlagenplanung	0,1	35,5	35	4
	Projekzuschlag	0,1	35,5	35	4
	<b>Summe</b>			<b>496</b>	<b>60</b>
	<b>Anschlußbeitrag</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Anlagenzuschuß</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Eigenkapital</b>	0%		<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Netto Invest</b>			<b>496</b>	<b>60</b>

Bei den Investitionskosten wurden keine Gebäudekosten berücksichtigt.

### Jahreskostenrechnung

		<b>Kosten Neuanlage</b>
<b>0. Investitionskosten (Netto)</b>	T€/a	496
<b>1. Kapitalkosten (10 Jahre)</b>	T€/a	60
<b>2. Verbrauchsgebundene Kosten</b>		
- Strombezug-Leistung	T€/a	0
- Strombezug-Arbeit	T€/a	7
- Gasbezug Leistung	T€/a	0
- Gasbezug Arbeit	T€/a	0
- Rapsöl	T€/a	390
- Methanol	T€/a	30
- Kali- oder methanisierte Kalilauge	T€/a	6
-Transportkosten	T€/a	0
	T€/a	
Zwischensumme Verbrauchsgebundene Kosten	T€/a	433
<b>3. Betriebsgebundene Kosten</b>	T€/a	
- Wartung/Instandhaltung	T€/a	15
- Personalkosten (Betrieb, Abrechnung)	T€/a	44
- Versicherung/Verwaltung	T€/a	5
Zwischensumme Betriebsgebundene Kosten	T€/a	64
<b>Gesamt Jahreskosten</b>	<b>T€/a</b>	<b>557</b>
<b>4. Erträge</b>		
- Biodiesel	T€/a	577
- Glycerin	T€/a	5
	T€/a	
<b>Gesamt Jahresertrag</b>	<b>T€/a</b>	<b>582</b>
<b>Überschuß</b>	<b>T€/a</b>	<b>25</b>
<b>Rendite</b>	<b>%/a</b>	<b>17</b>
<b>CO2 Emission</b>	<b>t</b>	<b>33</b>



### **3.3.2. Zuckerrübe – Bioethanol**

Seit mehr als 200 Jahren wird in Europa die Zuckerrübe zur Zuckerherstellung angebaut und hat sich zu einer wichtigen Kulturpflanze entwickelt. Durch Pflanzenzüchtung und Entwicklung verbesserter Anbaumethoden konnte der Zuckergehalt von damals 4 % auf heute 17 - 24 % gesteigert werden.

Die Zuckerrübe hat hohe Wasser- und Nährstoffansprüche. Daher erfolgt der Anbau in Deutschland vornehmlich auf den fruchtbaren Lössböden der Börden, die diesen Ansprüchen gerecht werden. Die Entwicklung angepasster Technik lässt die Bestellung mittlerweile auch auf leichteren Böden hügeliger Landschaften, allerdings mit geringeren Erträgen, zu.

Auch im Rhein-Erft-Kreis und seiner näheren Umgebung entwickelten sich auf Löss und dem Hochflutlehm des Rheins fruchtbare Parabraunerden und Braunerden, so dass sich die Zuckerrübe hier zur Hauptanbaufucht entwickelt hat.

In der Zuckerrübe werden Kohlenhydrate (Saccharose) in Form von Zucker im Rübenkörper gespeichert. Sie ist eine der wenigen Pflanzen, die in der Lage ist, dies direkt zu tun. Der im Rübenkörper gespeicherte Zucker wird bei der Gewinnung nicht mehr verändert.

Rüben sind nur begrenzt lagerfähig. Nach der Ernte verbrauchen sie kontinuierlich einen Teil des gespeicherten Zuckers für ihren Stoffwechsel. Daher ist eine rasche Verarbeitung der Rüben nach der Ernte erforderlich. Die Gewinnung des Zuckers erfolgt über eine Gegenstromextraktion, wobei mit dieser Methode ca. 99 % des Zuckers aus der Rübe gewonnen werden.

#### **3.3.2.1. Zuckerrübenanbau im Rhein-Erft-Kreis**

Tabelle 3.3.2.1-1 zeigt die Rübenanbaufläche im Rhein-Erft-Kreis und seinen Städten. Ebenfalls aufgelistet sind Ertrag in t/ha, Dicksaftmenge sowie theoretisches Potenzial an Ethanol. Die Daten der Kampagne 2005 liegen noch nicht vollständig vor, so dass auf Ertragszahlen aus dem Jahr 2004 zurückgegriffen wird. Es ist allerdings schon jetzt davon auszugehen, dass der Rübenanbau 2005 den des Vorjahres übersteigen wird. Für die Werke Elsdorf, Jülich und Euskirchen wurden bis Oktober durchschnittlich 69,7 t Rüben/ha geerntet.

Folgende Annahmen liegen der folgenden Tabelle zugrunde:

- Der Ertrag der Zuckerrübe liegt bei 66,3 t/ha (Ertragszahl von 2004).
- Aus 4 t Zuckerrübe erhält man 1 t Dicksaft.
- Bei einem Zuckergehalt von 16,5 % erhält man je ha durchschnittlich 6500 l Ethanol bzw. 6,5 m<sup>3</sup>
- Bislang gelangt die gesamte Rübenmenge in die Zuckerproduktion oder wird als C-Rübe exportiert. Es wird kein technisch-ökologisches Potenzial angegeben.

	Rübenanbaufläche ha	Ertrag t/ha	Dicksaft t/ha	Theoretisches Potenzial Ethanol m <sup>3</sup>
Bedburg	1.432	94.911	23.728	9.308
Bergheim	1.232	57.180	14.295	8.008
Brühl	42	2.766	692	273
Elsdorf	996	66.060	16.515	6.474
Erftstadt	2.208	146.374	36.594	14.352
Frechen	257	17.026	4.257	1.671
Hürth	272	18.000	4.500	1.768
Kerpen	1.414	93.768	23.442	9.191
Pulheim	1.078	71.497	17.874	7.007
Wesseling	92	6.109	1.527	598
<b>Rhein-Erft-Kreis</b>	<b>9.023</b>	<b>598.225</b>	<b>149.556</b>	<b>58.650</b>

Tabelle 3.3.2.1-1: Rübenanbauflächen (ha), Rübenertrag (t/ha), Dicksaftmenge (t/ha) sowie theoretisches Potenzial an Ethanol m<sup>3</sup>/a im Rhein-Erft-Kreis

Auch für das Jahr 2005 wurde wieder ein Anbau-Rückgang erwartet. Die Gründe hierfür liegen bei den obligatorischen Flächenstilllegungen und in Berechnungen der EU-Kommission. Demzufolge können im Wirtschaftsjahr 2005/2006 1,2 Mio t Quotenzucker nicht exportiert werden. Daher wird im Herbst 2005 eine Deklassierung der Zuckerrüben erwartet, die 10 % der Höchstquote beträgt (nähere Informationen zum Zuckermarkt siehe Kap. 2.2.). Genaue Zahlen liegen hier zwar noch nicht vor, dennoch haben die Rübenbauern die Größe ihrer Aussaatflächen schon auf die zu erwartende Deklassierung abgestimmt. Laut Aussagen der Zuckerrübenfabrik Elsdorf kann man davon ausgehen, dass im Jahr 2005 etwa 500 - 600 ha weniger Fläche mit Zuckerrüben angebaut wurde. Durch die Rekordernte dieses Jahr und den gleichzeitig hohen Zuckergehalt von 17 % bleibt dies in den Fabriken noch weitestgehend ohne Einfluss.

Besondere Auswirkungen auf die Agrarstruktur des Rhein-Erft-Kreises hat die Durchsetzung der Zuckermarktreform, die am 25.11.2005 beschlossen wurde. Der Rübenbauernverband geht trotz der im Detail abgemilderten Reform von einem Rückgang der Rübenanbaufläche von ca. 20 % aus bei gleichzeitiger Zunahme der Betriebsgröße. Tabelle 3.3.2.1-2 zeigt die freiwerdende Fläche für den Kreis und verdeutlicht gleichzeitig die Auswirkungen, die dies auf die Landwirte (Einkommen) und letztendlich die Agrarstruktur im Raum haben kann. Der Einkommensrückgang für die Landwirte wird je nach Betriebsgröße 20 - 30 % betragen. Im Rübenanbau werden die variablen Kosten (Saat, Dünung, Bearbeitung, Ernte etc.) mit etwa 1000 €/ha veranschlagt. Der Deckungsbeitrag je ha errechnet sich aus dem Erlös abzüglich der variablen Kosten. Bei einem Rübenpreis von 46,72 €/t und einem Ertrag von 66,3 t/ha beträgt der Deckungsbeitrag demnach ca. 2100 €/ha. Bei Rübenpreisen von 28,50 €/t sinkt dieser auf 900 €/ha ab.

	ha	Markterlös 2005 (46,72 €/t)	Markterlös 2006 (37,37 €/t)	Markterlös 2010 (28,50€/t)
Rübenanbaufläche	9.023	27.949.067	22.355.664	17.049.409
Freiwerdende Fläche (20%)	1.805	5.591.052	4.472.124	3.410.637

Tabelle 3.3.2.1-2: Rübenanbaufläche, geschätzte freiwerdende Fläche (20%), Markterlös auf Basis der Zahlung 2005, 2006 und 2010

### **3.3.2.2. Zuckerrüben als Rohstoff zur Ethanolherstellung**

Zur Ethanolgewinnung eignen sich Pflanzen mit hohen Zucker- oder Stärkegehalten, wie zum Beispiel Zuckerrübe, Kartoffeln, Weizen, Roggen oder Körnermais. Global betrachtet, spielen zuckerhaltige Rohstoffe bei der Ethanolherstellung die dominierende Rolle. Bei der Umwandlung der Sonnenenergie in Biomasse erbringt die Zuckerrübe bezogen auf die Fläche die höchste Leistung aller Nutzpflanzen in den gemäßigten Klimaten.

Im Folgenden wird Weizen, der sich ebenfalls zur Ethanolherstellung eignet (siehe Anlagen im Osten Deutschlands) nicht weiter betrachtet, da der Weizen hier komplett in die vorhandenen Mühlen zur Verarbeitung als Brotweizen geht und somit die Absatzkanäle für die Landwirte optimal sind.

Im Rahmen der Veränderungen hinsichtlich der Zuckermarktordnung und im Rahmen der Umsetzung der Zielvorgaben der EU-Biokraftstoffrichtlinie werden vonseiten der Agrarminister (Protokoll der Agrarministerkonferenz, 4.3.2005, Top 4.2) sowie vom Europäischen Parlament (Entschließung des Europäischen Parlaments zur bevorstehenden Reform der GMO für Zucker, 10.3.2005) Forderungen an die Europäische Kommission gestellt, an der Entwicklung alternativer Verwendungsmöglichkeiten der Zuckerrübe zu arbeiten, um neue Absatzperspektiven zu bieten. Insbesondere im Bereich der Entwicklung alternativer Biokraftstoffe (z.B. Ethanol) sollen hier unterstützende Außenhandelsregelungen angestrebt werden.

Aufgrund der hohen Flächenerträge der Zuckerrübe erzielt die Rübe auch sehr hohe Ethanolerträge. Bei einem Zuckergehalt von 16,5 % können zwischen 6.200 und 6.900 l Ethanol je ha hergestellt werden (Schmitz, 2003; Wagner und Igelspacher, 2003). Dies entspricht etwa 100 l Ethanol je Tonne Zuckerrübe. Die Angaben schwanken, je nach Flächenertrag und Autor. Auf der Grundlage dieser Angaben errechnet sich für den Rhein-Erft-Kreis – bei einem mittleren Ethanolertrag von 6500 l/ha - eine theoretische Ethanolmenge von 59.100 m<sup>3</sup>.

Für den Bau einer Ethanol-Anlage größeren Ausmaßes werden die Anbauflächen des Rhein-Erft-Kreises nicht ausreichen, zumal in Zukunft die vorhandenen Flächen sicher nicht ausschließlich zum Anbau von Rüben für die Ethanolherstellung verwendet werden. Für Überlegungen zum Bau einer Ethanol-Anlage müssen daher die Anbauflächen der näheren Umgebung (bis 100 km) in die Berechnungen mit einbezogen werden.

Im Rheinland werden über 2 Millionen Tonnen Zuckerrüben mit nahezu 450.000 t Zucker produziert. Dies würde einer Gesamt-Ethanolmenge von 286.903 m<sup>3</sup> entsprechen.

In Tabelle 3.3.2.2-1 sind die Rübenanbauflächen, der Dicksaftertrag sowie der Ethanolertrag dargestellt.

Folgende Annahmen liegen der Tabelle zugrunde:

- Ertrag, Dicksaftmenge, Ethanolertrag siehe Tabelle 3.3.2.1-1
- aufgrund der angesprochenen Veränderungen auf dem Zuckermarkt und der zu erwartenden Entscheidungen bei den WTO-Verhandlungen wird davon ausgegangen, dass 25 % der Fläche als technisches Potenzial für Ethanol nutzbar ist.

Verwaltungsbezirk	Zuckerrübenanbau ha	Dicksaft t/a	Ethanolertrag m <sup>3</sup> /a	Technisches Potenzial m <sup>3</sup> /a
Kleve	4.131	58.681	27.058	6.766
Rhein-Neuss	6.923	105.939	45.345	11.336
Düren	11.604	167.069	76.006	19.002
Rhein-Erft-Kreis	9.023	149.556	59.100	14.775
Euskirchen	3.842	46.891	25.165	6.291
Heinsberg	8.279	113.049	54.227	13.557
<b>SUMME</b>	<b>43.802</b>	<b>641.185</b>	<b>286.903</b>	<b>71.726</b>

Tabelle 3.3.2.2-1: Dicksaft t/GF, Ethanolerträge in der Köln- Aachener Bucht (m<sup>3</sup>/ ha) bei einem Zuckergehalt von 16,5 % und einem angenommenen Ethanolertrag von 6,55 m<sup>3</sup>/ha sowie technisches Potenzial

Bei alleiniger Betrachtung der Rohstoffmenge ist demnach der Bau einer Bioethanol-Fabrik mit einer Produktionskapazität von ca. 70 000 m<sup>3</sup> Ethanol im Rhein-Erft-Kreis auf der Basis von Zuckerrüben möglich.

Ein Nachteil der Zuckerrüben ist ihre begrenzte Lagerfähigkeit. Um eine Ethanol-Anlage ganzjährig auszulasten, sollte aus der Zuckerrübe ein haltbares Vorprodukt gewonnen werden, das einen durchgehenden Betrieb gewährleisten kann.

Ein solches Produkt kann der Rübendicksaft sein. Er entsteht als Zwischenprodukt bei der Zuckerherstellung. Die gereinigten Rüben werden in Schnitzel zerkleinert. In 20 m hohen Extraktionstürmen wird mit 70° heißem Wasser im Gegenstrom 99 % des Zuckers in der Rübe gewonnen. Dieser sogenannte Rohsaft mit einem Zuckergehalt von 13 - 15 % wird abgepumpt. Nichtzuckerstoffe werden durch zugeführte Kalkmilch und Kohlensäure aus dem Rohsaft gebunden und ausgefällt. Übrig bleibt der klare, hellgelbe Dünnsaft. In der darauffolgenden Verdampfungsstation wird dem Dünnsaft in mehreren Stufen Wasser entzogen. Übrig bleibt der Dicksaft mit einem Zuckergehalt von 65 – 70 %. Der Dicksaft wird unter geringerem Druck weiterverdampft, bis der Zucker kristallisiert. (Für detaillierte Informationen über den Zuckerherstellungsprozess siehe [www.zuckerwirtschaft.de](http://www.zuckerwirtschaft.de).) Dicksaft, der als Zwischenprodukt der Zuckerherstellung entsteht, ist lagerfähig und kann der Ethanolproduktion ganzjährig zur Verfügung stehen. Aus 4 t Zuckerrüben erhält man etwa 1 Tonne Dicksaft.

Bei einem in der Zukunft zu erwartendem Rübenpreis von etwa 25 €/t (siehe Zuckermarktordnung) und 5 €/t Logistikkosten betragen die Rohkosten zur Herstellung von einer Tonne Dicksaft 120 €. Die Grenzkosten zur Herstellung des Dicksaftes liegen bei 10 €/t Zuckerrüben, das entspricht demnach 40 € für eine Tonnen Dicksaft. Zur Vollkostendeckung geht Pfeifer & Langen von 200 €/t Dicksaft aus (mdl. Information Pfeifer&Langen 23.06.2005)

Da die Rübenbauern aufgrund des wegbrechenden Zuckermarktes nach alternativen Absatzmöglichkeiten für ihre Zuckerrüben suchen, wäre die Errichtung einer Bioethanol-Anlage im Rhein-Erft-Kreis eine Variante, der die Bauern gegenüber sehr aufgeschlossen sind (mündliche Informationen Rheinischer Rübenbauernverband e.V.). Die Landwirte benötigen derzeit für einen ausreichenden Deckungsbeitrag ihres Rübenanbaus einen Mindestpreis von knapp 33 €/t (Rheinischer Rübenbauernverband e.V., mdl. Aussage, Landwirtschaftskammer). Ob und wie sich dieser Preis entwickelt, wenn sich der Rüben-Grundpreis durch eine Reform der ZMO verringert, ist noch unklar. Nicht zu vergessen sind die hohen Transport- und Reinigungskosten, die bei durchschnittlich 10 €/t je 25 km liegen dürften.

Zum genannten Preis von 33 €/t kann Bioethanol für knapp 60 ct/l hergestellt werden. Bei einem Marktpreis von zur Zeit 50 ct/l wäre dies laut Rheinischem Rübenbauernverband e.V. (mündliche Information) demnach durchaus konkurrenzfähig.

Voraussetzung für den Erfolg einer Anlage sind sicherlich auch feste langjährige Anbauverträge zwischen dem Betreiber der Bioethanol-Anlage und den Rübenbauern. Hier müssen unter anderem Liefermengen und Absatzgarantien verankert werden.

Grundsätzlich ist eine enge Zusammenarbeit mit dem Rheinischen Rübenbauernverband e.V., deren Mitglieder die Rübenbauern sind, den Zuckerfabriken und dem Betreiber der Anlage wünschenswert.

### **3.3.2.3. Auslegung Ethanol-Anlage**

#### **Entwicklung Ethanolmarkt**

Ziel in Deutschland ist es, bis 2010 auf einen Anteil von 5,75 % Bio-Kraftstoff zu kommen. Eine Ethanol-Beimischung bis zu 5 % zum Treibstoff ist zur Zeit steuerbefreit. Alternativ ist ein Einsatz von Ethanol als E85 möglich. Damit wird ein auf Ethanol angepasstes, so genanntes FFV (Flexible Fuel Vehicles) -Fahrzeug, das auch herkömmlichen Ottokraftstoff fahren kann, betrieben. Diese Fahrzeuge werden bereits angeboten (Ford). Auch eine Aufbereitung des Ethanols zu ETBE (Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether), das als Additiv dem Ottokraftstoff beigemischt wird, ist möglich.

Es gibt in Deutschland bereits 3 Großanlagen, die Bioethanol herstellen. Die Gesamtkapazität von 580.000 t/a reicht zwar für den aktuellen 2 %igen Anteil aus, für die gewünschten 5,75 % Beimischung sind jedoch ca. 1.250.000 t/a erforderlich (bei 28 Mio Liter Ottokraftstoff in 2005). Die Differenz ist aus neu zu errichtenden Anlagen zu decken. Bei den Überlegungen ist der bisherige Ethanolmarkt von ca. 450.000 t/a als konstant angenommen, da darin bisher kein Absatz in den Kraftstoffsektor vorhanden war.

Bioethanol kostet Mitte 2005 in Deutschland etwa 58 €/t/Liter. Brasilianische Importe (ca. 1 Mio t/a sofort möglich) kosten ca. 39,8 ct/l (CIF Rotterdam). Darauf sind für vergälltes Ethanol die folgenden Importzölle zu entrichten:

Ethanol der KN-Position 2207 2000: 10,2 ct/l (für Entwicklungsländer 8,67 ct/l).

Für die Jahreskostenberechnung werden 58 ct/l zugrunde gelegt.

#### **Verfügbare Zuckerrüben im REK**

Bei 600.000 t/a Zuckerrüben bzw. 150.000 t/a Dicksaft sind im REK etwa 60.000 m<sup>3</sup>/a (160 m<sup>3</sup>/d) Ethanol erzeugbar. Bei einem technischen Potenzial von 35 % wäre eine Anlage von 22.000 m<sup>3</sup>/a (60 m<sup>3</sup>/d) Ethanol möglich. Größere Anlagen, die wirtschaftlich sinnvoller wären, sind durch die verfügbaren Massen nicht darstellbar.

#### **Anlagenauslegung**

Es gibt im Rhein-Erft-Kreis bereits den etablierten Weg für die Zuckerrübenaufbereitung. Dieser ist teilweise bereits für die Herstellung von Ethanol verwendbar. Die Anlieferung der Rüben, die Säuberung und Zerkleinerung sowie die Aufbereitung zu Rübendicksaft kann weiterhin am alten Standort erfolgen. Der hergestellte Dicksaft ist lagerfähig und kann bei Bedarf an eine neu zu errichtende Ethanolanlage geliefert werden.

Die Anlage beginnt beim Verfahrensschritt der Anlieferung des Dicksaftes und der Aufbereitung des darin enthaltenen Zuckers (Saccharose) zu fermentierbaren Monosacchariden. Bei der Verarbeitung von zuckerhaltigem Dicksaft liegt der Zucker als Disaccharid vor, der von Hefe in Monosaccharide gespalten und dann vergoren wird.

Bei der Fermentation werden unter Zugabe von Hefe die Monosaccharide in Ethanol und Kohlensäure umgewandelt. Die Hefe produziert unter bestimmten Bedingungen ein Enzym, die sogenannte Zymase, die für die Umsetzung von Glucose in Ethanol und Kohlendioxid verantwortlich ist. Diese Umwandlung erfolgt unter steigendem Ethanolgehalt in der Maische.

Anschließend wird der in der fermentierten Maische enthaltene Ethanol in einem Destillationsprozess der Maische entzogen. Um die Maische restlos vom Ethanol zu trennen, erfolgt dies in übereinander angeordneten Kochböden in einer Kolonne. Im untersten Teil der Kolonne wird die Maische mit Hilfe eines Wärmeaustauschers aufgeköcht, so dass der entweichende Dampf von Boden zu Boden aufsteigen und die Maische „entgeisten“ kann. Am Kopf der Kolonne entweicht ein Ethanol-Wasserdampf-Gemisch. Am Fuß der Kolonne verbleibt die vom Ethanol befreite Maische, die Schlempe. Soweit möglich, wird ein Teil der Schlempe in den Fermentationsprozess zurückgeführt. Damit erhöht sich einerseits die Schlempekonzentration und andererseits verringert sich der apparative und energetische Aufwand bei der Nachbehandlung. Bis zu 50 % des Dicksaftes lassen sich in den Prozess zurückführen.

Da bei der Gärung neben Ethanol niedere Alkohole wie Methanol und Aldehyde und höhere Alkohole wie Propanol und Fuselöl entstehen, muss eine Abtrennung dieser Nebenprodukte erfolgen. Diese Aufkonzentrierung des Ethanol-Wasser-Gemischs und die Reinigung von Nebenprodukten erfolgt in der Rektifikationsanlage.

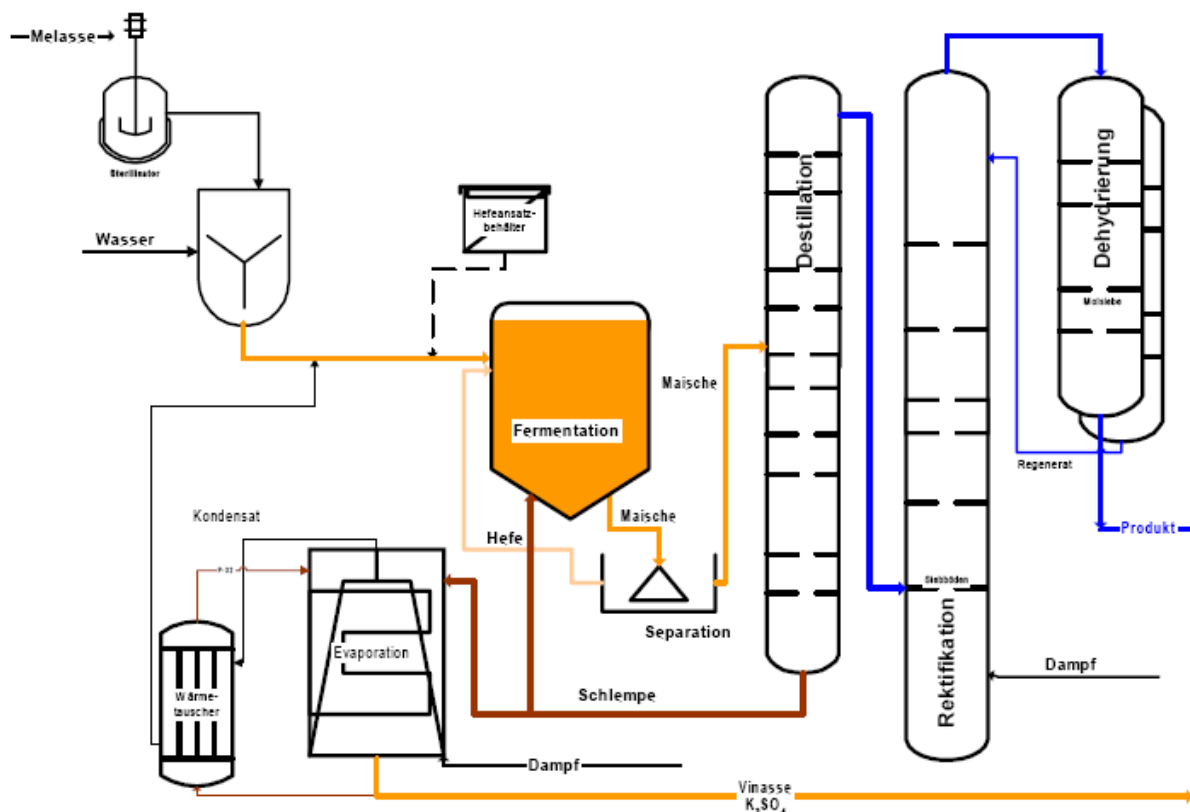
Die Destillation und Rektifikation erfolgt mehrstufig, da dadurch eine energiesparende Lösung erreicht werden kann.

Anschließend muss das Ethanol, zur Verwendung in Treibstoffen, absolut wasserfrei gemacht werden (Absolutierung). Destillativ lässt sich Ethanol nur bis zum azeotropen Punkt entwässern, der in der Praxis bei 96 % vol liegt. Die restlichen 4 % Wasser müssen durch einen weiteren Verfahrensschritt entfernt werden.

Dies erfolgt heute üblicherweise durch das Molekularsiebverfahren. Molekularsiebanlagen bestehen aus mit Zeolithen gefüllten Behältern, die die Wassermoleküle adsorbieren und die Ethanolmoleküle ungehindert durchlassen. Das Ethanol hat danach die erforderliche Reinheit von 99,8 %.

Das Endprodukt ist zu lagern oder über Pipelines weiterzuleiten.

Eine Prozessübersicht für Melasse, die weitgehend der für Zuckerrüben-Dicksaft entspricht (Melasse und Vinasse entfällt), ist in folgender Zeichnung dargestellt:



Aus Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 21, Bioethanol in Deutschland

Weitere Informationen zur Ethanol-Herstellung können der o.g. Studie "Bioethanol in Deutschland" (ISBN 3-7843-3217-X) und der "Machbarkeitsstudie zur Bioethanolproduktion in landwirtschaftlichen Brennereien" der FH Münster entnommen werden.

Bei den landwirtschaftlichen Brennereien wird die Absolutierung in externen Anlagen vorgesehen und verzichtet damit auf das kostenintensive Molekularsieb. Die Absolutierung wird dann mit einem Zuschlag von 75 € je m<sup>3</sup> Ethanol bewertet.

Da für eine Ethanolanlage in der erforderlichen Größenordnung ohne konkrete Projektanfrage keine belastbaren Angebote zu erhalten waren, wurde bei der folgenden Jahreskostenberechnung auf die Investitionskosten und Betriebsdaten aus den beiden o.g. Studien zurückgegriffen.

Dabei konnte bei den verfügbaren Massen und zugrundeliegenden Preisen für Ethanol und Zuckerrübensdicksaft keine wirtschaftlich betreibbare Anlage ermittelt werden. Dabei wurde bereits ein reduzierter Preis für Zuckerrüben und damit auch für Dicksaft sowie ein günstiger KWK-Wärmepreis zugrundegelegt.

Da die berechneten Ethanolkosten einer 50.000 t/a-Anlage mit 0,66 ct/Liter zukünftig am Markt erreicht werden können, wird diese Anlage bei der Jahreskostenrechnung dargestellt.



## Wirtschaftlichkeitsberechnung

Folgende Auslegungsparameter werden zugrunde gelegt:

<b>Zuckerrüben im Rhein-Erft-Kreis</b>	<b>Anbaufläche ha</b>	<b>Ertrag t/ha</b>	<b>Ertrag t</b>	<b>Ethanolertrag</b>	
Zuckerrübe	9.023	66,3	598.225	<b>98</b>	Liter/t
Zuckerrübensaft		16,6			
Weizen	12.486	8,35	104.258	<b>383</b>	Liter/t
Ansatz Verfügbarkeit Zuckerrübe		35%	209.379	<b>20.527.489</b>	Liter
		100%	598.225	<b>58.649.969</b>	Liter
Energieinhalt		35%		<b>122.253</b>	MWh
		100%		<b>349.293</b>	MWh
<b>Daten Ethanol</b>					
Heizwert Hu Ethanol	26.800	kJ / kg			
Energieinhalt Ethanol	7,44	MWh/t			
Dichte Ethanol	0,80	kg/L bei 20°C			
Energieinhalt Ethanol	5,96	kWh/Liter			
Dichte Benzin	0,80	kg/L bei 20°C			
Energieinhalt Benzin	12,50	kWh/Liter			
<b>Anlagengröße Weizen (max)</b>	<b>39.931</b>	<b>m²/a</b>			
<b>Anlagengröße Zuckerrübe (max)</b>	<b>58.650</b>	<b>m²/a</b>			
<b>Anlagenbetriebszeit</b>	<b>24</b>	<b>Stunden pro Tag</b>			
	<b>7</b>	<b>Tage pro Woche</b>			
	<b>52</b>	<b>Wochen pro Jahr</b>			
<b>Betriebsstunden</b>	<b>8.736</b>	<b>Stunden pro Jahr</b>			
Verbrauch Weizen	2,60	t/m² Produkt			
Verbrauch Zuckerrüben	10,00	t/m² Produkt			
Verbrauch Zuckerrübensaft	2,50	t/m² Produkt			
Verbrauch Enzyme	0,046	kg/m² Produkt			
Verbrauch Wärme	2,006	kWh/m² Produkt			
Verbrauch Strom	100	kWh/m² Produkt			
Verbrauch Wasser	3	m³/m² Produkt			
Futtermittel Produktion Weizen	1,0	t/t Produkt			
Futtermittel Produktion Vinsasse	2,5	t/t Produkt			
Futtermittel Produktion Dicksaft	0,0	t/t Produkt			
	<b>Landw. Brennerei</b>	<b>REK 35%</b>	<b>REK 100%</b>	<b>Bezirk 25%</b>	
<b>Anlagenauslegung Ethanol m²/d</b>	<b>6</b>	<b>60</b>	<b>180</b>	<b>200</b>	
<b>Anlagenauslegung Ethanol m²/a</b>	<b>2.184</b>	<b>21.840</b>	<b>65.520</b>	<b>72.800</b>	*1000=Liter
<b>Jahresproduktion Ethanol [t/a]</b>	<b>1.747</b>	<b>17.472</b>	<b>52.416</b>	<b>58.240</b>	
Verbrauch Weizen (t/a)	5.678	56.784	170.352	189.280	alternativ
Verbrauch Zuckerrübe (t/a)	21.840	218.400	655.200	728.000	alternativ
Verbrauch Dicksaft (t/a)	5.460	54.600	163.800	182.000	alternativ
Verbrauch Wärme (kWh/a)	4.381.104	43.811.040	131.433.120	146.036.800	
Verbrauch Enzyme (t/a)	101	1.011	3.033	3.370	
Stromverbrauch (kWh/a)	218.400	2.184.000	6.552.000	7.280.000	
Verbrauch Wasser (m³/a)	5.678	56.784	170.352	189.280	
Futtermittel Produktion Weizen (t/a)	5.906	59.055	177.166	196.851	
Futtermittel Produktion Vinsasse (t/a)	54.600	546.000	1.638.000	1.820.000	
Futtermittel Produktion Dicksaft (t/a)	0	0	0	0	
<b>Arbeitskräfte</b>	<b>2</b>	<b>14</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	
geschätzt unter Anlehnung an Studie "Nachwachsende Rohstoffe" Band 21 und Studie FH-Münster					
Anlagenpreis	1.600.000 €	20.760.000 €	28.960.000 €	30.326.667 €	
/ . 20% für Dicksaftbetrieb	-320.000 €	0 €	0 €	0 €	
/ . 21% für Bau	-403.200 €	-4.359.600 €	-6.081.600 €	-6.368.600 €	
+ Absolutierung		0 €	0 €	0 €	
<b>Summe</b>	<b>876.800 €</b>	<b>16.400.400 €</b>	<b>22.878.400 €</b>	<b>23.958.067 €</b>	
<b>Anschlußleistung (kW)</b>	<b>25</b>	<b>250</b>	<b>750</b>	<b>833</b>	
<b>Energieäquivalent (MWh)</b>	<b>13.007</b>	<b>130.069</b>	<b>390.208</b>	<b>433.564</b>	
				<b>Rohstoffbezogener Preis</b>	
<b>Weizenpreis</b>	<b>120</b>	<b>EUR/t ohne MWSt</b>		<b>0,31</b>	<b>EUR/Liter ohne MWSt</b>
<b>Zuckerrübenpreis</b>	<b>29</b>	<b>EUR/t ohne MWSt</b>		<b>0,29</b>	<b>EUR/Liter ohne MWSt</b>
<b>Zuckerrübensaftpreis</b>	<b>181</b>	<b>EUR/t ohne MWSt</b>		<b>0,45</b>	<b>EUR/Liter ohne MWSt</b>
<b>Transportradius (Mittel)</b>		Anlieferung ganzjährig		<b>20</b>	<b>km</b>

**Kostenansätze**

<b>Kapitaldienst</b>	Sanierung/Neuinvest.	Bau
- Kapitalzinsen	4,5	%/a
- Rechn. Nutzungszeit	20	a
- Annuitätsfaktor	0,0769	
	Sanierung/Neuinvest.	Technik
- Kapitalzinsen	3,62	%/a
- Rechn. Nutzungszeit	10	a
- Annuitätsfaktor	0,1210	
<b>Personalkosten</b>	35	€/h
<b>Wartung/Instandhaltung</b>	3	%/a (Invest)
<b>Wartung/Instandhaltung Gasturbinen-Anlage</b>	0,0070	€/kWh(el)
<b>Wartung/Instandhaltung BHKW-Anlage</b>	0,0260	€/kWh(el)
<b>Verwaltung/Versicherung</b>	1	%/a (Invest)
<b>CO2 Kosten</b>	7	€t
<b>Strom Bezugspreis (20kWh/h; 200.000kWh/a)</b>	<b>Privatbereich (Netto)</b>	
- Arbeitspreis	116,50	€/MWh
- Stromsteuer	20,50	€/MWh
- KWK Aufschlag	0,50	€/MWh
- EEG Aufschlag	0,00	€/MWh
- Strombezugskosten	137,50	€/MWh
- Leistungspreis	68,30	€/a
- CO2 Emissionen	0,683	t/MWh
<b>Rohstoffpreise</b>		
- Weizen	120	€t
- Zuckerrübe	28,5	€t
- Zuckerübedicksaft	181	€t
- Enzyme	500	€/kg
- Absolutierung	75	€/m³
- Ethanol	580	€/m³
- Futtermittelzusatz (aus Weizen)	5	€/m³
- Futtermittelzusatz (Vinasse) 1/4 von Zuckerrübenpreis	7	€/m³
<b>Transportkosten</b>		
- Tonnenkilometer	0,30	€/(t*km)
<b>Wärmepreise</b>		
- Arbeitspreis Abgabe	38,00	€/MWh
- Steuer	0,00	€/MWh
- KWK Aufschlag	0,00	€/MWh
- EEG Aufschlag	0,00	€/MWh
- Wärmekosten	38,00	€/MWh
- Leistungspreis	50,00	€/(kW*a)
- Anschlußbeitrag Haus	1.500,00	€ einmalig
- Anschlußbeitrag Großverbraucher	5.000,00	€ einmalig
- CO2 Emissionen	0,00	t/MWh
- Arbeitspreis Bezug	10,00	€/MWh
- Leistungspreis Bezug	0,00	€/MWh
<b>Wasser</b>		
- Frschwasser	1,25	€/m³
- Abwasser	5,00	€/m³

**Investitionskosten**

		Anzahl	Preis	Investitionen	Kapital-
		Stck	TEUR	TEUR	Kosten
					TEUR/a
1.	Baugrundstück	0	0	0	0
2.	Erschließungsmaßnahmen Gas Strom Wasser	0	0	0	0
3.	Bautechnik/-Konstruktion				
3.1	Planung Baugenehmigung	0	0	0	0
3.2	Gebäude	0	0	0	0
3.3	Gebäudetechnik	0	0	0	0
4.	Anlagentechnik				
4.1	Maschinentechnik	1	22.878	22.878	2.768
4.2	Siloanlage	0	0	0	0
4.3	Tankanlage	0	0	0	0
4.4	E-/MSR-Technik, Leittechnik mit Fernbedienung	0	0	0	0
5	Sonstige Leistungen				
5.1	Abnahmekosten	0		0	0
5.3	Montage	0		0	0
5.6	Inbetriebnahme	0	0	0	0
5.7				0	0
5.8				0	0
	<b>Investitionssumme</b>			<b>22.878</b>	<b>2.768</b>
	Projektmanagement	0,03	686,4	686	83
	Genehmigungsplanung	0,025	572,0	572	69
	Anlagenplanung	0,045	1029,5	1.030	125
	Projekzuschlag	0,1	2287,8	2.288	277
	<b>Summe</b>			<b>27.454</b>	<b>3.321</b>
	<b>Anschlußbeitrag</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Anlagenzuschuß</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Eigenkapital</b>	0%		<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Netto Invest</b>			<b>27.454</b>	<b>3.321</b>

Bei den Investitionskosten wurden keine Erschließungs- und Gebäudekosten berücksichtigt.

### Jahreskostenrechnung

		<b>Kosten Neuanlage</b>
<b>0. Investitionskosten (Netto)</b>	T€/a	27.454
<b>1. Kapitalkosten (10 Jahre)</b>	T€/a	3.321
<b>2. Verbrauchsgebundene Kosten</b>		
- Strombezug-Leistung	T€/a	0
- Strombezug-Arbeit	T€/a	901
- Wärmebezug Leistung	T€/a	752
- Wärmebezug Arbeit	T€/a	4.994
- Zuckerrübensaft	T€/a	29.648
- Enzyme	T€/a	0
- Absolutierung	T€/a	0
- Wasser	T€/a	213
- Transportkosten	T€/a	1.376
Zwischensumme Verbrauchsgebundene Kosten	T€/a	37.884
<b>3. Betriebsgebundene Kosten</b>		
- Wartung/Instandhaltung	T€/a	824
- Personalkosten (Betrieb, Abrechnung)	T€/a	1.101
- Versicherung/Verwaltung	T€/a	275
Zwischensumme Betriebsgebundene Kosten	T€/a	2.199
<b>Gesamt Jahreskosten</b>	<b>T€/a</b>	<b>43.405</b>
<b>4. Erträge</b>		
- Ethanol	T€/a	38.002
- Futtermittel	T€/a	0
	T€/a	
<b>Gesamt Jahresertrag</b>	<b>T€/a</b>	<b>38.002</b>
<b>Überschuß</b>	<b>T€/a</b>	<b>-5.403</b>
<b>Rendite</b>	<b>%/a</b>	<b>-8</b>
<b>CO2 Einsparung</b>	<b>t</b>	<b>74.595</b>

Die Jahreskosten ergeben, bezogen auf die produzierte Ethanolmenge, einen Preis von 0,66 € pro Liter. Dem steht ein Marktpreis von 0,58 € pro Liter gegenüber. Damit ist die Anlage bei den angenommenen Parametern nicht wirtschaftlich zu betreiben.

### 3.3.3. Halmgutartige Biomasse Verbrennung

#### 3.3.3.1. Stroh

Strohliefernde Kulturarten wie Getreide, Mais und Ölsaaten werden im Rhein-Erft-Kreis leicht schwankend auf einer Fläche von knapp 17.000 ha angebaut. Derzeit erfolgt keine energetische Nutzung des anfallenden Strohs.

Tabelle 3.3.3.1-1 zeigt das theoretische sowie das technisch- ökologische Potenzial von Stroh im Rhein-Erft-Kreis angeführt („Zahlen zur Landwirtschaft in Nordrhein-Westfalen, 2004).

Folgende Annahmen liegen der Tabelle zugrunde:

- Bei Getreide- und Ölsaatenstroh kann lediglich 20 % des Strohaufkommens, bei Maisstroh 10 % des Strohaufkommens energetisch genutzt werden. Der weitaus größere Teil wird in den Boden der Ackerflächen eingepflügt (Nährstoffkreislauf) oder dient als Einstreu bei der Tierhaltung.
- Das Korn : Stroh-Verhältnis ist keine klare Konstante. Sie variiert mit der Höhe des Kornertrages. Bei geringen Erträgen fällt im Verhältnis mehr Stroh an und umgekehrt. Maßgeblich beeinflusst wird das Verhältnis zudem durch die Schnitthöhe bei der Ernte. Im Weiteren werden folgende Korn : Stroh-Verhältnisse zugrunde gelegt: Getreide: 0,8; Mais:1,0; Raps:1,3.
- Der Heizwert ist ein Mittelwert aller Getreidearten bei 15 % Feuchtegehalt, bei Maisstroh wird ein Feuchtegehalt von 50 % angenommen.

Strohart	Anbaufläche ha	Strohertrag t/ha	Theoretisches Potenzial Strohertrag t/a	Energetisch nutzbares Stroh t/a	Heizwert MJ/t	Heizwert MWh/t	Technisches Potenzial MWh/a
Weizen	12.603	6,7	84.188	16.838	14.400	4,0	67.352
Gerste	4.050	6,17	24.989	4997	14.400	4,0	19.991
Silomais	225	63,3	14.242	1424	7.000	1,9	2.706
Ölsaaten	75	5,9	443	89	14.000	3,9	345

Tabelle 3.3.3.1-1: Anbaufläche (ha), Strohertrag (t/ha), theoretisches und technisches Potenzial von Stroh im Rhein-Erft-Kreis

In der Summe stehen demnach im Rhein-Erft-Kreis jährlich etwa 23.300 t Stroh, das entspricht ca. 87.000 MWh, zur energetischen Nutzung zur Verfügung.

Die Mengen an Getreidestroh (Weizen, Gerste) sind auf die einzelne Städte des Rhein-Erft-Kreises folgendermaßen verteilt (Tabelle 3.3.3.1-2)

Folgende Annahmen liegen der Tabelle zugrunde:

- Vereinfacht wurden Weizen- und Gerbestroh gemeinsam betrachtet.
- Alle anderen Angaben siehe Tabelle.

	Anbaufläche ha	Theoretisches Potenzial Strohertrag t/a	Energetisch nutzbares Stroh t/a	Technisches Potenzial MWh/a
Bedburg	1909	12.642	2.528	10.112
Bergheim	2.582	16.862	3.372	13.488
Brühl	132	869	174	696
Elsdorf	1.687	11.087	2217	8.868
Erftstadt	4.102	26.930	5386	21.544
Frechen	581	3.838	767	3.068
Hürth	803	5.214	1043	4.172
Kerpen	3.213	20.908	4.182	16.728
Pulheim	1.703	11103	2.221	8.884
Wesseling	240	1.557	311	1.244
<b>Rhein-Erft-Kreis</b>	<b>16.653</b>	<b>109.177</b>	<b>21.835</b>	<b>88.804</b>

Tabelle 3.3.3.1-2: Anbaufläche (ha), Gesamt-Strohertrag (t/ha), theoretisches und technisches Potenzial von Stroh der einzelnen Städte im Rhein-Erft-Kreis

### 3.3.3.2. Landschaftspflegematerial

Unter Landschaftspflegematerial werden die organischen Rückstände aus der Landschaftspflege und der Pflege öffentlicher Grünflächen zusammengefasst. Es handelt sich hierbei um Abfälle von öffentlichen Parkanlagen, Sportplätzen, Friedhöfen. Die Ermittlung des anfallenden organischen Materials wurde aus den Anliefermengen der Kompostierungsanlagen VZEK Erftstadt sowie der Abfallverwertung Poensgen zusammengetragen.

Dazu kommen die kompostierbaren Abfälle des Straßenrandes hinzu. Hierfür liegt uns eine Schätzung von 230 t/a für die Kreisstraßen des Rhein-Erft-Kreises vor. Für das Material, das von den Straßen anfällt, deren Pflege dem Land Nordrhein-Westfalen obliegt, gibt es keine verlässlichen Daten, da über 95 % der Mengen gehäckselt werden und direkt auf die gepflegten Flächen verblasen werden. Hierdurch entfallen die Deponiekosten. Einer groben Schätzung zufolge fallen alle 12 Wochen durch die Pflege an diesen Straßen etwa 50 t Grünschnitt an; das würde maximal 200 t/a entsprechen, da in der Winterzeit der Schnitt praktisch entfällt.

Die Ermittlung des anfallenden organischen Materials wurde aus den Anliefermengen der Kompostierungsanlagen VZEK Erftstadt sowie der Abfallverwertung Poensgen zusammengetragen (Tabelle 3.3.3.2-1)

Folgende Annahmen liegen der Tabelle zu Grunde:

- Zur Berechnung des technisch-ökologischen Potenzials wird vorerst davon ausgegangen, dass ca. 40 % des Aufkommens energetisch genutzt werden kann (Kaltschmitt, 2003).
- Der Heizwert des Landschaftspflegematerials beträgt durchschnittlich 12.0 MJ/kg bei 15 % Feuchte.

	Theoretisches Potenzial t/a	Energetisch nutzbare Menge t/a	Heizwert MJ/kg	Brennwert MWh/t	Technisches Potenzial MWh/a
Garten-/Parkabfall	17.750	7.100	12.000	3,3	23.430
Friedhofsabfall	632	253	12.000	3,3	835
Straßenrandpflege Kreisstraße	230	92	12.000	3.3	304
<b>Summe</b>	<b>18.612</b>	<b>7.445</b>	<b>12.000</b>	<b>3.3</b>	<b>24.569</b>

Tabelle 3.3.3.2-1: Landschaftspflegematerial (t) im Rhein-Erft-Kreis im Jahr 2004, theoretisches sowie technisch-ökologisches Potenzial

Dem gesamten Rhein-Erft-Kreis stehen somit 7.445 t Landschaftspflegematerial bzw. 24.569 MWh pro Jahr zur Verfügung. Diese Menge schwankt jedes Jahr. So lag das Aufkommen der kompostierbaren Abfälle im Jahr 2003 bei 15.943 t (ohne Straßenrandpflege).

In Tabelle 3.3.3.2-2 ist die Menge des Landschaftspflegematerials der einzelnen Gemeinden ohne die Straßenrandpflege angeführt. Diese Zahlen liegen der VZEK und der Verwertungsgesellschaft Poensgen in Wesseling vor bzw. sind Daten aus dem Abfallbericht des Rhein-Erft-Kreises 2004. Es ist davon auszugehen, dass nicht alle anfallenden Mengen in dieser Tabelle erfasst sind. So hat Erftstadt die Pflege der Grünflächen einer Pflegefirma übertragen. Diese Daten liegen derzeit noch nicht vor.

	Theoretisches Potenzial t/a	Energetisch nutzbares Menge t/a	Technisches Potenzial MWh/a
Bedburg	2.061	824	2.719
Bergheim	3.213	1.285	4.241
Brühl	1.028	411	1.356
Elsdorf	1.579	632	2.086
Erftstadt	210	84	277
Frechen	1.133	453	1.495
Hürth	2.217	887	2.927
Kerpen	467	187	617
Pulheim	494	198	653
Wesseling	1.831	732	2.414

Tabelle 3.3.3.2-2: Landschaftspflegematerial (t) der einzelnen Städte im Rhein-Erft-Kreis im Jahr 2004, theoretisches sowie technisch-ökologisches Potenzial

### 3.3.3.3. Auslegung Strohheizungs-Anlage

Stroh als typischer Rückstand der landwirtschaftlichen Pflanzenproduktion fällt bei der Getreideente als Kuppelprodukt an. Teilweise verbleibt es auf dem Feld zur Erhaltung des Humus- und Nährstoffgehaltes im Boden. Darüber hinaus kann es als Festbrennstoff energetisch genutzt werden.

In Dänemark wird Stroh schon lange als Brennstoff in Heizkraftwerken eingesetzt. In Deutschland führt die Strohverbrennung noch ein Nischendasein, v. a. wegen Schwierigkeiten bei der Einhaltung von Schadstoffgrenzwerten im Abgas. Bei der Verbrennung treten verhältnismäßig hohe Staubemissionen auf, der Anteil der Stickoxide ist relativ hoch und es kann zu Korrosionsproblemen durch Chlor kommen. Durch den niedrigen Ascheschmelzpunkt von Stroh ist mit Ablagerungen zu rechnen, die bei der Auslegung der Verbrennungsanlagen berücksichtigt werden müssen (Reinigungsintervalle und bewegliche Roste). Der Aschegehalt des Strohs ist etwa 5 - 10mal so hoch wie der von Holz und beträgt 5 - 6 %.

Nach der 1. BImSchV sind in Kleinf Feuerungsanlagen bis 15 kW nur Holz- oder Holzpresslinge als biogene Brennstoffe zugelassen, in Anlagen ab 15 kW zusätzlich Stroh oder ähnliche Stoffe. Korn gilt nicht als „ähnlicher Stoffe“ und ist als Brennstoff in NRW zur Zeit nicht zugelassen, wobei Ausnahmegenehmigungen möglich sind. Zukünftig ist damit zu rechnen, dass die Direktverbrennung von Korn zugelassen wird.

Betrachtet man die Stroh-Feuerungsanlagen ab 15 kW, so fordert die 1. BImSchV die Einhaltung folgender Grenzwerte bei 13 % Vol. Luftsauerstoff im Abgas:

CO	4.000 mg/m <sup>3</sup>	bis 100 kW
CO	2.000 mg/m <sup>3</sup>	bis 150 kW
CO	1.000 mg/m <sup>3</sup>	bis 500 kW
CO	500 mg/m <sup>3</sup>	über 500 kW
No <sub>x</sub>	nicht überwacht	
Staub	150 mg/m <sup>3</sup>	bis 100 kW

Es werden Heizungsanlagen mit 60 €/kW gefördert, die folgende Grenzwerte einhalten:

CO	250 mg/m <sup>3</sup>
No <sub>x</sub>	nicht überwacht
Staub	50 mg/m <sup>3</sup>
Wirkungsgrad	>90 %

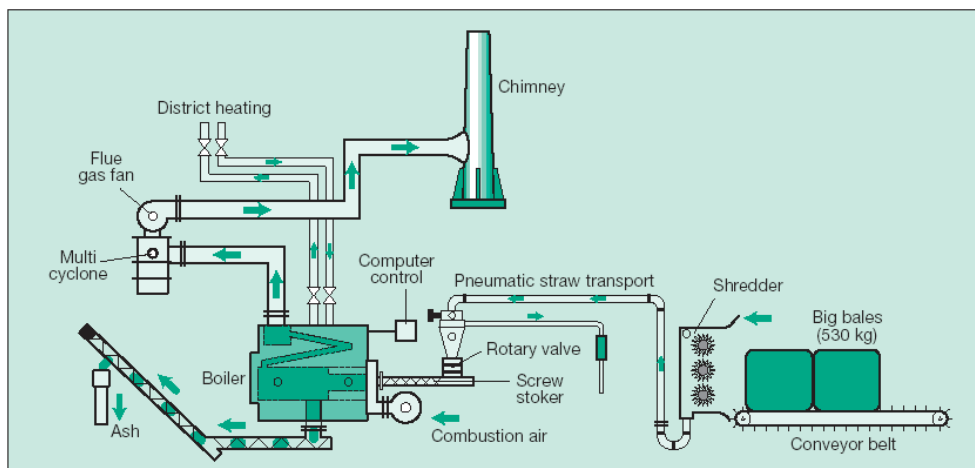
Das Stroh steht üblicherweise in Ballenform zur Verfügung. Es gibt nun die Möglichkeit das Stroh direkt in einer Heizanlage zu verwenden oder das Stroh aufzubereiten, so dass es in kleineren, dezentralen Anlagen verwendet werden kann. Die direkte Strohballenverbrennung erfordert eine aufwendige Filtertechnik, die bisher aus Kostengründen nur bei Großanlagen einsatzfähig ist. Die Großanlagen erfordern eine entsprechende Wärmenutzung, die Großverbraucher oder ein angeschlossenes Nahwärmenetz erfordert.

Kleinanlagen bis 100 kW werden üblicherweise nicht direkt mit Strohballen versorgt, sondern verwenden automatisch förderbare Pellets. Die Formgebung entspricht der Norm für Holzpellets.



## Strohballenheizung

Der vorgeschlagenen Strohballenheizung wird prinzipiell folgendes Prozessbild zugrunde gelegt:



Die Anlage besteht aus dem Strohteiler mit mehreren messerbestückten Trommeln, die das Stroh nach oben ziehen und durch einen Metallkorb drücken. Dadurch werden Steine und andere Fremdkörper aus den Reißtrommeln entfernt. Zur Standardausrüstung gehören 12 Meter Strohtransportbahn für ca. 5 Strohballen.

Die Heizungsanlage wird durch eine Lambdasonde gesteuert. In Abhängigkeit vom Sauerstoffgehalt und der gewünschten Heizleistung fördert der Strohteiler eine entsprechende Menge Stroh. Der Wirkungsgrad der Anlage beträgt ca. 88 %.

Das Halmgut wird über Rohrleitungen mit Hilfe eines Gebläseluftstromes zum Kesselraum transportiert. Am Rohrende wird das Halmgut in einem Zyklon vom Luftstrom getrennt und über eine Zellenradschleuse luftdicht an das Beschickungssystem übergeben. Die pneumatische Beförderung des Strohs bietet ein hohes Maß an Flexibilität bei der Anordnung des Ballenauflösers zu den übrigen Systemkomponenten und verhindert einen möglichen Rückbrand.

Der Warmwasserkessel ist ein zylindrischer, hocheffektiver Kanakrauchrohrkessel in dreizügiger Ausführung, vorgesehen für das Heizen mit Stroh bis 30 % Feuchte.

Der Kessel ist mit einem glatten Feuerkanal und wassergekühlten Wendekammern ausgestattet. Der Kessel gewährleistet volles Ausbrennen und effektive Ausnutzung der Strahlungswärme im Feuerkanal.

Am Ende der Brennkammer ist ein zylindrischer, wasser- und luftgekühlter Verbrennungsherd montiert, um Schlackenbildung zu vermeiden. Hier wird erwärmte Verbrennungsluft zugeführt, teils von den Seiten, teils von oben, um korrekte Turbulenz im Verbrennungsteil zu gewährleisten. Hierbei werden die entwickelten Gase total verbrannt.

Sorgfältige Isolierung des Kessels mit 100 mm Mineralwolle bewirkt einen minimalen Wärmeverlust. Eine Reinigungsluke am Ende des Verbrennungsraumes erleichtert die Reinigung und Inspektion des Kessels.

Ein Schubsystem ist unter der Zentralschnecke montiert. Es besteht aus einem hitzeresistenten Ascheschaber. Dieser wird periodisch in den Verbrennungsherd zu einer Horizontalschnecke geschoben. Danach kehrt der Ascheschaber in die Ausgangsstellung zurück. Diese Ascheschnecke transportiert die Asche direkt zu einem Aschecontainer im Freien.

Vom Abzug des Kessels wird das Rauchgas direkt durch einen Schlauchfilter geleitet und der dort abgeschiedene Staub durch eine Zellenradschleuse und Schnecke zum bereitstehenden Container gefördert.

Die Filterschläuche bestehen aus Edeldstahlgewebe, die bis 300 C° temperaturbeständig sind. Auch der Filter verfügt über eine pneumatische Selbstreinigung, die durch einen Differenzdruckwächter gesteuert wird. (Benötigte Druckluft: ca. 2,4 Nm<sup>3</sup>/h bei 5 - 6 bar, öl- und wasserfrei). Durch den Einsatz des Filters können die Staubimmission auf < 50 mg/m<sup>3</sup> Luft reduziert werden. Die elektrische Leistungsaufnahme der Anlage beträgt ca. 15 KW/h.

In einer Studie der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft von 2005 werden folgende mittlere Kosten für die Strohbereitstellung ermittelt:

Nährstoffwert bei 84% TM	8,40 €/t
Stroh pressen	18,40 €/t
Qualitätssicherung	2,00 €/t
Transport	12,00 €/t
Verluste	2,00 €/t
Zwischenlagerung	nicht berücksichtigt
<b>Summe ca.</b>	<b>43 €/t</b>

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird unter Berücksichtigung einer Zwischenlagerung von 50€/t ausgegangen.

Die iterative Ermittlung der Wirtschaftlichkeit einer industriellen Strohverbrennungsanlage zeigt, dass die Anlage mindestens eine Heizleistung von 800 kW haben sollte. Dabei ist eine Volllaststundenzahl von 4.032 Stunden zugrunde gelegt. Entsprechende Verbraucher müssen angeschlossen werden.

Ein Nahwärmenetz ist noch nicht berücksichtigt und sollte über entsprechende Anschlussgebühren und einen zusätzlichen Jahres-Leistungspreis finanziert werden.

## Wirtschaftlichkeitsberechnung

Folgende Auslegungsparameter werden zugrunde gelegt:

<b>Verfügbares Stroh im Rhein-Erft-Kreis</b>			
Daten Landwirtschaftskammer 2003			
Verfügbares Stroh 2004	Anbaufläche ha	Ertrag Stroh t/ha	verfügbare Menge t
Winterweizen	12.603	6,7	84.440
Wintergerste	3.314	6,1	20.215
<b>Summe</b>			<b>104.656</b>
Ansatz Verfügbarkeit für die Energieverwendung		15%	<b>15.698 t</b>
Energieinhalt	4,0 MWh/t		<b>62.793 MWh</b>
			<b>6.473.536 Liter Heizöl</b>
<b>Anlagenauslegung</b>	<b>0,28 kg/kWh</b>		<b>LIN-KA Strohheizung</b> <a href="http://www.linka.dk">www.linka.dk</a>
<b>Anlagenleistung Istwert</b>	<b>800 kW</b>		<b>100/200/400/800/1000 kW verfügbar</b>
<b>Anlagenbetriebszeit</b>	<b>24 Stunden pro Tag</b>		
	<b>7 Tage pro Woche</b>		
	<b>24 Wochen pro Jahr</b>		
<b>Betriebsstunden Vollast</b>	<b>4.032 Stunden pro Jahr</b>		
<b>Ballengröße (m³)</b>	<b>3,4 (H,B,L) 1,2m*1,3m*2,2m</b>		
<b>Ballengewicht</b>	<b>450 kg</b>		
<b>Ballenverbrauch bei Vollast</b>	<b>11,9 Ballen pro Tag</b>		
<b>Ballenspeicher m²</b>	<b>120 7 Tage Puffer-Tage bei Halblast</b>		
<b>Anlage Stroheinsatz</b>	<b>903 t/a</b>		
<b>Wirkungsgrad bei Nennlast</b>	<b>84 %</b>		
<b>Wärmeleistung</b>	<b>672 kW</b>		
<b>Erzeugte Wärmemenge</b>	<b>2.710 MWh</b>		
<b>Anlagenpreis ohne Bau</b>	<b>145.938 EUR</b>		
<b>Anschlußleistung</b>	<b>15 kW</b>		
			<b>EUR netto/MWh</b>
<b>Strohpreis</b>	<b>50 EUR/t zuzgl 7% MWSt</b>		<b>13</b>
<b>Mittlerer Stroh-Pelletpreis lose</b>	<b>124 EUR/t zuzgl 7% MWSt</b>		<b>31</b>
<b>Mittlerer Holz-Pelletpreis lose</b>	<b>155 EUR/t zuzgl 7% MWSt</b>	<b>Preise vom 28.09.05</b>	<b>31</b>
<b>Transportradius (Mittel)</b>	<b>0 km</b>	Anlieferung ganzjährig	
	<b>Vergleich</b>		
	Heizölpreis	<b>0,64 EUR/Liter incl. 16% MWSt</b>	<b>57</b>
<b>Bedarf Einfamilienhaus</b>	<b>22 MWh/a</b>		
<b>Kapazität je Anlage</b>	<b>123 Einfamilienhäuser</b>		

**Kostenansätze**

<b>Kapitaldienst</b>	Sanierung/Neuinvest.	
- Kapitalzinsen		3,62 %/a
- Rechn. Nutzungszeit		10 a
- Annuitätsfaktor		0,1210
<b>Personalkosten</b>		35 €/h
<b>Wartung/Instandhaltung</b>		3 %/a (Invest)
<b>Wartung/Instandhaltung Gasturbinen-Anlage</b>		0,0070 €/KWh(el)
<b>Wartung/Instandhaltung BHKW-Anlage</b>		0,0260 €/KWh(el)
<b>Verwaltung/Versicherung</b>		1 %/a (Invest)
<b>CO2 Kosten</b>		7 €/t
<b>Strom Bezugspreis (20kWh/h; 200.000kWh/a)</b>	<b>Privatbereich (Netto)</b>	
- Arbeitspreis		116,50 €/MWh
- Stromsteuer		20,50 €/MWh
- KWK Aufschlag		0,50 €/MWh
- EEG Aufschlag		0,00 €/MWh
- Strombezugskosten		137,50 €/MWh
- Leistungspreis		68,30 €/a
- CO2 Emissionen		0,683 t/MWh
<b>Rohstoffpreise</b>		
- Weizenstroh		50 €/t
- Mittlerer Strohpelletpreis		124 €/t
<b>Transportkosten</b>		
- Tonnenkilometer		0,30 €/(t*km)
<b>Wärmepreise</b>		
- Arbeitspreis Abgabe		38,00 €/MWh
- Steuer		0,00 €/MWh
- KWK Aufschlag		0,00 €/MWh
- EEG Aufschlag		0,00 €/MWh
- Wärmekosten		38,00 €/MWh
- Leistungspreis		50,00 €/(kW*a)
- Anschlussbeitrag Haus		1.500,00 € einmalig
- Anschlussbeitrag Großverbraucher		5.000,00 € einmalig

**Investitionskosten**

		Anzahl	Preis	Investitionen	Kapital-
		Stck	TEUR	TEUR	Kosten
					TEUR/a
1.	Baugrundstück	1	30	30	4
2.	Erschließungsmaßnahmen Gas Strom Wasser	0	15	0	0
3.	Bautechnik/-Konstruktion			0	0
3.1	Planung Baugenehmigung	0	0	0	0
3.2	Gebäude	0	0	0	0
3.3	Gebäudetechnik	0	0	0	0
4.	Anlagentechnik			0	0
4.1	Maschinentechnik	1	146	146	18
4.2	Nahwärmeleitung	0	0	0	0
4.3	Hausanschlüsse	0	0	0	0
4.4	E-/MSR-Technik, Leittechnik mit Fernbedienung	0	0	0	0
5	Sonstige Leistungen			0	0
5.1	Abnahmekosten	0		0	0
5.3	Montage	0		0	0
5.6	Inbetriebnahme	0	0	0	0
5.7				0	0
5.8				0	0
	<b>Investitionssumme</b>			<b>176</b>	21
	Projektmanagement	0,1	17,6	18	2
	Genehmigungsplanung	0,1	17,6	18	2
	Anlagenplanung	0,1	17,6	18	2
	Projekzuschlag	0,1	17,6	18	2
	<b>Summe</b>			<b>246</b>	<b>30</b>
	<b>Anschlußbeitrag</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Anlagenzuschuß</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Eigenkapital</b>	0%		<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Netto Invest</b>			<b>246</b>	<b>30</b>

Bei den Investitionskosten wurden keine Erschließungs- und Gebäudekosten berücksichtigt.

### Jahreskostenrechnung

		<b>Kosten Neuanlage</b>
<b>0. Investitionskosten (Netto)</b>	T€/a	246
<b>1. Kapitalkosten (10 Jahre)</b>	T€/a	30
<b>2. Verbrauchsgebundene Kosten</b>		
- Strombezug-Leistung	T€/a	0
- Strombezug-Arbeit	T€/a	8
- Gasbezug Leistung	T€/a	0
- Gasbezug Arbeit	T€/a	0
- Strohbezug	T€/a	45
-Transportkosten	T€/a	0
Zwischensumme Verbrauchsgebundene Kosten	T€/a	54
<b>3. Betriebsgebundene Kosten</b>	T€/a	
- Wartung/Instandhaltung	T€/a	7
- Personalkosten (Betrieb, Abrechnung)	T€/a	7
- Versicherung/Verwaltung	T€/a	2
Zwischensumme Betriebsgebundene Kosten	T€/a	16
<b>Gesamt Jahreskosten</b>	<b>T€/a</b>	<b>100</b>
<b>4. Erträge</b>		
- Wärmeabgabe Arbeit	T€/a	103
<b>Gesamt Jahresertrag</b>	<b>T€/a</b>	<b>103</b>
<b>Überschuß</b>	<b>T€/a</b>	<b>3</b>
<b>Rendite</b>	<b>%/a</b>	<b>13</b>
<b>CO2 Emission</b>	<b>t</b>	<b>41</b>

### 3.3.3.4. Auslegung Pellet-Anlage

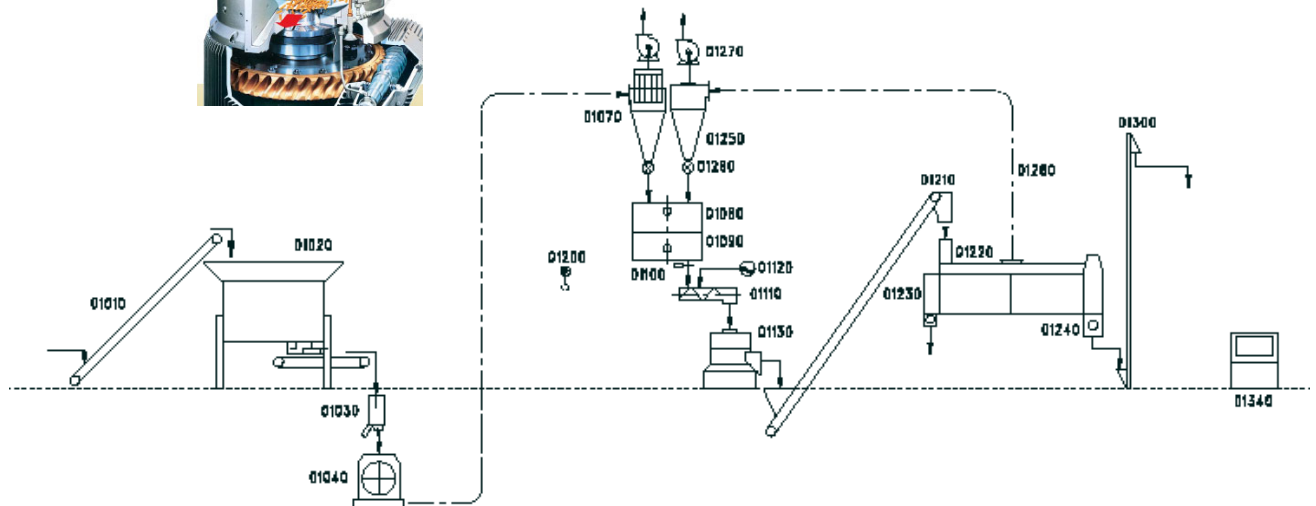
Insgesamt sind drei Verfahrensschritte erforderlich, um Strohpellets herzustellen:

Im ersten Schritt gelangen die auf Vorrat gelagerten Ballen in den Ballenauflöser. Das in dem Ballenauflöser aufgelockerte Stroh gelangt in den Konditionierer, wo das Stroh optimal auf die Pelletpresse vorbereitet wird. Nur wenn Faserstärke und Feuchtigkeitsgehalt optimal aufeinander abgestimmt sind, entsteht am Ende ein für die automatische Beschickung der Heizanlagen geeignetes Produkt. In einer Pelletpresse wird unter Anwendung hohen Drucks das Material durch Matrizen gepresst und auf die Normlänge geschnitten. Über ein Förderband gelangen die Strohpellets zur Verpackungsanlage. Je nach Bedarf der Kunden werden die Strohpellets in handlichen Säcken oder in Big-Bags verpackt. Für Großanlagen ist zudem die Auslieferung von loser Ware mittels Silofahrzeug möglich.

Eine Umwandlung des Strohs in einer Pelletanlage führt zu zusätzlichen Kosten, die den Brennstoff verteuern. Wird demnächst die Verbrennung von Korn zulässig, ist dies eine Konkurrenz zu den Pellets. Da Korn ähnlich gut automatisch in Heizungsanlagen zu dosieren ist, wird sich vermutlich auch Korn als Brennstoff etablieren. Die Probleme mit den Abgaswerten sind dabei etwa gleich anzusetzen.



Beispiel einer Pelletpresse und die Übersicht einer Pelletanlage



## Wirtschaftlichkeitsberechnung

Folgende Auslegungsparameter werden zugrundegelegt:

Verfügbares Stroh im Rhein-Erft-Kreis				
Daten Landwirtschaftskammer 2003				
Verfügbares Stroh 2004	Anbaufläche ha	Ertrag Stroh t/ha	verfügbare Menge t	
Winterweizen	12.603	6,7	84.440	
Wintergerste	3.314	6,1	20.215	
<b>Summe</b>			<b>104.656</b>	
Ansatz Verfügbarkeit für die Energieverwendung		15%	<b>15.698 t</b>	
Energieinhalt	4,0 MWh/t		<b>62.793 MWh</b>	
			<b>6.473.536 Liter Heizöl</b>	
<b>Anlagenauslegung</b>	<b>2,24 t/h</b>	<b>t/h Zielwert bei 7000 Stunden Jahreslaufzeit</b>		
<b>Anlage Stroh Istwert</b>	<b>3,00 t/h</b>			
<b>Anlagenbetriebszeit</b>	<b>24 Stunden pro Tag</b>			
	<b>5 Tage pro Woche</b>			
	<b>44 Wochen pro Jahr</b>			
<b>Betriebsstunden</b>	<b>5.280 Stunden pro Jahr</b>			
<b>Anlage Stroh Einsatz</b>	<b>15.840 t/a</b>			
<b>Anlage Pelletproduktion</b>	<b>15.048 t/a</b>			
<b>Anlage Stroh pellets</b>	<b>68 t/Tag</b>			
<b>Benötigte Anbaufläche</b>	<b>2.364 ha</b>			
<b>Einzugsgebiet</b>	<b>15.761 ha</b>			
<b>Anlagenpreis ohne Bau</b>	<b>600.000 EUR</b>			
<b>Anschlußleistung</b>	<b>435 kW</b>			
<b>Strohpreis</b>	<b>50 EUR/t ohne MWSt</b>			
<b>Stroh pellets mit 4/5 KWh umgerechnet</b>		<b>Holz pellets</b>	<b>Preise vom 28.09.05</b>	<b>EUR netto/MWh</b>
Pelletpreis lose Sommer	121	151	pro t zuzgl. 7% MWSt !!! bei 10-14 t	30
Pelletpreis lose Winter	127	159	pro t zuzgl. 7% MWSt !!! bei 10-14 t	32
Sackpreis	2,60	3,25	pro t zuzgl. 7% MWSt !!! Pro 15 kg Sack bis 5 t	43
Bigbagpreis	131	164	pro t zuzgl. 7% MWSt !!! bis 5 t	33
<b>Transportradius (Mittel)</b>	<b>15 km</b>	Anlieferung ganzjährig		
		<b>Vergleich</b>		
		Heizölpreis	<b>0,64 EUR/Liter incl. 16% MWSt</b>	57
<b>Bedarf Einfamilienhaus</b>	<b>22 MWh/a</b>			
<b>Kapazität Einfamilienhaus</b>	<b>5,5 t/a</b>			
<b>Kapazität je Anlage</b>	<b>2.880 Einfamilienhäuser</b>			



**Kostenansätze**

<b>Kapitaldienst</b>	Sanierung/Neuinvest.	
- Kapitalzinsen		3,62 %/a
- Rechn. Nutzungszeit		10 a
- Annuitätsfaktor		0,1210
<b>Personalkosten</b>		35 €/h
<b>Wartung/Instandhaltung</b>		3 %/a (Invest)
<b>Wartung/Instandhaltung Gasturbinen-Anlage</b>		0,0070 €/kWh(el)
<b>Wartung/Instandhaltung BHKW-Anlage</b>		0,0260 €/kWh(el)
<b>Verwaltung/Versicherung</b>		1 %/a (Invest)
<b>Strom Bezugspreis (20kWh/h; 200.000kWh/a)</b>	<b>Privatbereich (Netto)</b>	
- Arbeitspreis		116,50 €/MWh
- Stromsteuer		20,50 €/MWh
- KWK Aufschlag		0,50 €/MWh
- EEG Aufschlag		0,00 €/MWh
- Strombezugskosten		137,50 €/MWh
- Leistungspreis		68,30 €/a
- CO2 Emissionen		0,683 t/MWh
<b>Rohstoffpreise</b>		
- Weizenstroh		50 €/t
- Mittlerer Strohpelletpreis		124 €/t
- Weizenkorn		113 €/t
<b>Transportkosten</b>		
- Tonnenkilometer		0,30 €/(t*km)

**Investitionskosten**

		Anzahl	Preis	Investitionen	Kapital-
		Stck	TEUR	TEUR	Kosten
					TEUR/a
1.	Baugrundstück	1	30	30	4
2.	Erschließungsmaßnahmen Gas Strom Wasser	1	15	15	2
3.	Bautechnik/-Konstruktion			0	0
3.1	Planung Baugenehmigung	0	0	0	0
3.2	Gebäude	0	0	0	0
3.3	Gebäudetechnik	0	0	0	0
4.	Anlagentechnik			0	0
4.1	Maschinentechnik	1	600	600	73
4.2	Siloanlage	1	80	80	10
4.3		0	5	0	0
4.4	E-/MSR-Technik, Leittechnik mit Fernbedienung	0	0	0	0
5	Sonstige Leistungen			0	0
5.1	Abnahmekosten	0		0	0
5.3	Montage	0		0	0
5.6	Inbetriebnahme	0	0	0	0
5.7				0	0
5.8				0	0
	<b>Investitionssumme</b>			<b>725</b>	<b>88</b>
	Projektmanagement	0,1	72,5	73	9
	Genehmigungsplanung	0,1	72,5	73	9
	Anlagenplanung	0,1	72,5	73	9
	Projekzuschlag	0,1	72,5	73	9
	<b>Summe</b>			<b>1.015</b>	<b>123</b>
	<b>Anschlußbeitrag</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Anlagenzuschuß</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Eigenkapital</b>	0%		<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Netto Invest</b>			<b>1.015</b>	<b>123</b>

Bei den Investitionskosten wurden keine Gebäudekosten berücksichtigt.

### Jahreskostenrechnung

		<b>Kosten Neuanlage</b>
<b>0. Investitionskosten (Netto)</b>	T€/a	1.015
<b>1. Kapitalkosten (10 Jahre)</b>	T€/a	123
<b>2. Verbrauchsgebundene Kosten</b>		
- Strombezug-Leistung	T€/a	0
- Strombezug-Arbeit	T€/a	316
- Gasbezug Leistung	T€/a	0
- Gasbezug Arbeit	T€/a	0
- Strohbezug	T€/a	792
-Transportkosten	T€/a	139
Zwischensumme Verbrauchsgebundene Kosten	T€/a	1.247
<b>3. Betriebsgebundene Kosten</b>	T€/a	
- Wartung/Instandhaltung	T€/a	30
- Personalkosten (Betrieb, Abrechnung)	T€/a	108
- Versicherung/Verwaltung	T€/a	10
Zwischensumme Betriebsgebundene Kosten	T€/a	148
<b>Gesamt Jahreskosten</b>	<b>T€/a</b>	<b>1.518</b>
<b>4. Erträge</b>		
- Strohpellets	T€/a	1.700
<b>Gesamt Jahresertrag</b>	<b>T€/a</b>	<b>1.700</b>
<b>Überschuß</b>	<b>T€/a</b>	<b>182</b>
<b>Rendite</b>	<b>%/a</b>	<b>30</b>
<b>CO2 Emission</b>	<b>t</b>	<b>1.569</b>

Bei den Erträgen wurde nicht mit dem aktuellen mittleren Preis für Strohpellets gerechnet, sondern der aktuelle Preis für Weizenkorn angesetzt, um die Abhängigkeit bei der voraussichtlichen Freigabe der Kornverbrennung darzustellen.

Bei den genannten Bedingungen wären für Strohheizungen bis 500 kW ein Betrieb mit Strohpellets (oder demnächst auch Korn) sinnvoll und ab 800 kW eine Strohballenheizung. In allen Fällen sind entsprechende Wärmeverbraucher mit möglichst hohen Volllaststunden erforderlich.

### 3.3.4. Holzartige Biomasse Vergasung

#### 3.3.4.1. Nachwachsendes Holz aus Forstbeständen

Der Rhein-Erft-Kreis ist mit ca. 11.000 ha keine walddreiche Gegend. An der Gesamtfläche gemessen, beträgt der Waldanteil weniger als 16 %. Diese Fläche wird in den nächsten Jahren, auch aufgrund des Tagebaus, auf ca. 8.000 ha vermindert werden und dann nur noch etwa 11 % der Fläche des Rhein-Erft-Kreises ausmachen. Demnach sind die Holzvorräte im Rhein-Erftkreis begrenzt:

Pro Jahr werden 8 - 9 m<sup>3</sup> Holz je ha in den Waldflächen des Kreises produziert. Hiervon gehen ca. 2 m<sup>3</sup> in den Vorrat des Bestandes. Die restlichen 6 m<sup>3</sup> werden zum einen als Industrieholz, z.B. zur Spanplattenherstellung, und zum anderen als Sägeholz/ Brennholz verkauft. Das Industrieholz, in der Summe sind dies 5.000 - 6.000 m<sup>3</sup> pro Jahr, ist in erster Linie Weichlaubholz. Das Brennholz, ebenfalls ca. 5.000 - 6.000 m<sup>3</sup>/Jahr, besteht fast ausschließlich aus Hartholz.

Diese Holzvorräte sind im Rhein-Erftkreis praktisch vergeben.

Derzeit ungenutzt bleibt lediglich das Kronenholz/ Dünnholz. Größenordnungen dieses Holzes sind schwer abschätzbar. Es fällt in etwa 1 fm/Jahr und ha an Kronenholz an. Dies entspricht etwa 10.000 Festmeter pro Jahr. Bei einem Wassergehalt von 30% entspricht dies einem Gewicht von etwa 7.500 t pro Jahr. (10.000 fm entsprechen ca. 5714 t atro).

Tabelle 3.3.4.1-1 zeigt das theoretische Potenzial der Nutzung der Kronen-/Dünnholz mengen im Rhein-Erft-Kreis. Da Unsicherheit bezüglich der tatsächlich nutzbaren Menge besteht, wird hier vorerst auf die Darstellung des technisch-ökologischen Potenzials verzichtet.

Folgende Annahmen liegen der Tabelle zugrunde:

- Der Heizwert des Holzes wird bei zwei verschiedenen Wassergehalten (WG) dargestellt.
- Das theoretische Potential unterstellt einen Laubholzanteil von 80 % und einen Nadelholzanteil von 20 % bei 25 % Wassergehalt.
- Der Weichholzanteil bei den Laubhölzern beträgt ungefähr 30 %.

	Theoretisches Potenzial t /a	Heizwert MJ/kg	Heizwert MWh/t	Theoretisches Potenzial MWh/a
Hart-Laubholz (20 % WG)	4.200	13,9	3,86	16.212
Hart-Laubholz (25 % WG)	4.200	12,9	3,58	15.036
Weichholz (20 % WG)	1.800	14,2	3,94	7.092
Weichholz (25 % WG)	1.800	13,0	3,62	6.516
Nadelholz (20 % WG)	1.500	14,5	4,02	6.030
Nadelholz (25 % WG)	1.500	13,4	3,73	5.595
<b>Kronen-Dünnholz (25 % WG)</b>	<b>7.500</b>	<b>13,0</b>	<b>3,61</b>	<b>27.147</b>

Tabelle 3.3.4.1-1: Theoretisches Potenzial, Heizwert von Kronen- und Dünnholz im Rhein-Erft-Kreis

Problematisch für die Nutzung dieser Holz mengen erscheinen derzeit die Transportwege, da die angesprochenen Mengen auf den gesamten Rhein-Erft-Kreis verteilt sind. Des Weiteren muss die Technik des sogenannten Bündlers, dieser bündelt das Kronen- und Dünnholz in Bündel zu ca. 400kg, in der Praxis noch erprobt werden. Ungeklärt ist auch die Frage, inwieweit dem Wald alles Holz entzogen werden kann. Fragen des Nährstoffkreislaufes sind hier von Bedeutung.

### 3.3.4.2. Altholz

Unter Altholz versteht man behandeltes und unbehandeltes Holz, das aus dem Nutzungsprozess herausgenommen wurde. Hierzu zählen Bau- oder Abbruchholz, Möbel sowie Verpackungsholz. Bislang wird dieses Holz zum größten Teil mit dem Sperrmüll in seiner Gesamtheit entsorgt. Im Jahr 2004 wurden im Rhein-Erft-Kreis an der VZEK insgesamt 1.741 t Altholz abgeliefert. Bei einem Heizwert von ca. 11,5 MJ/t entspricht dies einem theoretisch nutzbarem Energie-Potenzial von 5.240 MWh/a.

Die tatsächliche Altholzmenge im Rhein-Erft-Kreis liegt deutlich höher. So gehen Schätzungen sogar von bis zu 48.000 t jährlich (Schölmerich, 2005) aus. Klar ist, dass eine gezielte Holzsammlung im Rhein-Erft-Kreis das energetische Potenzial von Holz deutlich steigern würde. Allerdings erhält dieses Holz nicht die Förderung wie nachwachsendes Holz.

### 3.3.4.3. Landschaftspflegematerial

Die Angaben zum Landschaftspflegematerial aus Kapitel 3.3.3.2. gelten im Wesentlichen auch für die Vergasung.

- Zur Berechnung des technisch-ökologischen Potenzials des Holzanteils des Landschaftspflegematerials wird davon ausgegangen, dass nur 30 % des Aufkommens energetisch genutzt werden kann (Kaltschmitt, 2003), da die kompostierbare Menge nicht nur aus einem Holzanteil besteht.
- An Kreisstraßen sowie Straßenrandpflege wird von einem Holzanteil von 50 % ausgegangen.

	Theoretisches Potenzial t/a	Energetisch nutzbare Menge t/a	Heizwert MJ/kg	Brennwert MWh/t	Technisches Potenzial MWh/a
Garten-/Parkabfall	17.750	5.325	12.000	3,3	17.573
Friedhofsabfall	632	190	12.000	3,3	835
Straßenrandpflege Kreisstraße	230	115	12.000	3.3	380
<b>Summe</b>	<b>18.612</b>	<b>5.584</b>	<b>12.000</b>	<b>3.3</b>	<b>18.788</b>

Tabelle 3.3.4.3-1: Landschaftspflegematerial (t) im Rhein-Erft-Kreis im Jahr 2004, theoretisches sowie technisch-ökologisches Potenzial

Bei Umstellung der Geräte für die Pflege von Landesstraßen und Bundesautobahnen auf sammelnde und nicht verblasende Einsatzgeräte könnte das Potenzial aus dem Straßenbegleitgrün vermutlich noch einmal deutlich gesteigert werden.

#### **3.3.4.4. Auslegung Holzvergasungs-Anlage**

Als Brennstoff dient unbelastetes Holz gemäß Biomasseverordnung. Das Holz kommt in Form von Holzhackschnitzeln oder in vergleichbarer Beschaffenheit (Korngröße, Fließverhalten) zum Einsatz. Der Brennstoff wird, ausgehend vom jeweiligen Feuchtegehalt im Lieferzustand, auf einen verfahrenstechnisch notwendigen Wassergehalt von ca. 15 % getrocknet. Die hierzu erforderliche Wärmeenergie wird aus dem laufenden Prozess bereitgestellt.

Die gesamte Holzlogistik mit allen Transportaufgaben, von der Anlieferfläche bis hin zur Vergaserbeschickung, führt ein Greifkransystem vollautomatisch aus.

Im Festbettvergaser durchläuft der Brennstoff mehrere Reaktionszonen, in deren Verlauf kontinuierlich Brenngas erzeugt wird. Die im Brennstoff mit eingetragenen Fremdstoffe (Metall, Glas, Steine etc.) werden zusammen mit Holzkohlekoks ausgetragen. Nach Aussonderung der Fremdstoffe steht ein sehr hochwertiger, pulverförmiger Holzkohlekoks zur Verfügung. Die ebenfalls im Prozess entstehende Mineralasche ist hierin enthalten, weshalb deren Entsorgung entfällt. Der Holzkohlekoks wird verkauft oder anderweitig verwendet.

Das aus dem Reaktor abgeführte, heiße Brenngas muss in mehreren Verfahrensschritten aufbereitet werden, bevor es einer motorischen Verbrennung zugeführt werden kann. In der Sektion Gaskühlung mit integrierter Gasreinigung werden Reststäube durch eingespritztes Wasser abgeschieden. Das Wasser wird im geschlossenen Kreislauf rückgekühlt und gereinigt. Rückgewonnene Wärme wird zur Trocknung eingesetzt. Die abgeschiedenen Feststoffe gelangen in den Vergaser zurück. Danach wird das Rohgas einer speziellen, hochwirksamen Endreinigung unterzogen. Diese ist für die dauerhafte motorische Nutzung des Gases unabdingbar.

Das Gas wird in einem Gasmotor mit angebautem Generator verstromt.

Die vom Maschinensatz und Vergasungsprozess abgegebenen Wärmeströme werden vollständig der Brennstofftrocknung zur Verfügung gestellt. Es besteht die Möglichkeit, Wärme auszukoppeln und für andere Zwecke bereitzustellen (Kraft-Wärme-Kopplung). Dies ist für eine volle Ausschöpfung der Einspeisevergütung notwendig.

**Wirtschaftlichkeitsberechnung**

Folgende Auslegungsparameter werden zugrunde gelegt:

Holzverstromungsanlage mit 265kW Modul	Wert	Dim.	Wert	Dim.
<b>Anzahl Module</b>	<b>2</b>			
Module 265kW el Leistung	265	kW	530	kW
Module 244kW th Leistung	244	kW	488	kW
elektrische Leistung Eigenbedarf	15	kW	30	kW
Vollbenutzungsstunden		h/a	7.000	h/a
Holzhackschnitzel mit 30% Feuchte	255	kg/h	510	kg/h
Holzhackschnitzel Hu	3,19	kWh/kg	1.627	kWh/h
Biodiesel (RME) für Zündstrahler	7	L/h	14	L/h
Biodiesel Hu	10,05	kWh/L	141	kWh/h
Holztrocknung (keine Angabe)		kWh/kg		kWh/h
Holzkohlekoks	12	kg/h	24	kg/h
Stromeinspeisung		MWh	3.710	MWh
Wärmeabgabe		MWh	3.416	MWh

## Kostenansätze

<b>Kapitaldienst</b>	Sanierung/Neuinvest.	
- Kapitalzinsen		3,62 %/a
- Rechn. Nutzungszeit		10 a
- Annuitätsfaktor		0,1210
<b>Personalkosten</b>		35 €/h
<b>Wartung/Instandhaltung</b>		2,5 %/a (Invest)
<b>Wartung/Instandhaltung Gasturbinen-Anlage</b>		0,0070 €/KWh(el)
<b>Wartung/Instandhaltung MHKW-Anlage</b>		0,0070 €/KWh(el)
<b>Wartung/Instandhaltung Krananlage</b>		0,0025 €/KWh(el)
<b>Wartung/Instandhaltung Gesamtanlage</b>		0,0180 €/KWh(el)
<b>Verwaltung/Versicherung</b>		1 %/a (Invest)
<b>CO2 Kosten</b>		14 €/t
<b>Stromerlöse EEG-Einspeisung</b>		
- Grundvergütung 2006 bis 150 kW		111,60 €/MWh
- Grundvergütung 2006 151 bis 500 kW		96,00 €/MWh
- Grundvergütung 2006 501 bis 5000 kW		86,40 €/MWh
- NaWaRo-Bonus bis 500 kW		60,00 €/MWh
- NaWaRo-Bonus bis 5 MW		40,00 €/MWh
- KWK-Bonus		20,00 €/MWh
- Innovationsbonus		20,00 €/MWh
<b>Strom Bezugspreis (20kWh/h; 200.000kWh/a)</b>	<b>Privatbereich (Netto)</b>	
- Arbeitspreis		116,50 €/MWh
- Stromsteuer		20,50 €/MWh
- KWK Aufschlag		0,50 €/MWh
- EEG Aufschlag		0,00 €/MWh
- Strombezugskosten		137,50 €/MWh
- Leistungspreis		68,30 €/a
- CO2 Emissionen		0,683 tMWh
<b>Wärmepreise</b>		
- Arbeitspreis Abgabe		25,00 €/MWh
- Steuer		0,00 €/MWh
- KWK Aufschlag		0,00 €/MWh
- EEG Aufschlag		0,00 €/MWh
- Wärmekosten		25,00 €/MWh
- Leistungspreis		20,00 €/(kW*a)
- Anschlußbeitrag Haus		1.500,00 € einmalig
- Anschlußbeitrag Großverbraucher		5.000,00 € einmalig
- CO2 Emissionen		0,00 tMWh
- Arbeitspreis Bezug		10,00 €/MWh
- Leistungspreis Bezug		0,00 €/MWh
<b>Einsatzstoffe für Holzvergaser</b>		
- Holzhackschnitzel mit bis zu 30% Feuchte		50,00 €/t
- Biodiesel (RME)		0,79 €/L
- Holzkohlekoks		90,00 €/t
<b>Entsorgungskosten</b>		
- Abwasser		5,00 €/m³



**Investitionen**

<b>Holzvergaser</b>		<b>Anzahl</b>	<b>Preis</b>	<b>Investitionen</b>	<b>Kapital-</b>
		<b>Stck</b>	<b>TEUR</b>	<b>TEUR</b>	<b>kosten</b>
					<b>TEUR/a</b>
1.	<i>Baugrundstück und Außenanlage</i>	0	0	0	0,0
2.	<i>Erschließungsmaßnahmen Gas, Strom, Wasser</i>	0	0	0	0,0
3.	<i>Bautechnik/-Konstruktion</i>				
3.1	Betriebsgebäude	0	0	0	0,0
3.2	Lager	0	0	0	0,0
3.3	Tagesspeicher	0	0	0	0,0
3.4	Stahlbau	0	0	0	0,0
3.5	Rohrleitungsbau	0	0	0	0,0
4.	<i>Maschinenteknik</i>				
4.1	Holzvergaser mit BHKW	1	1.280	1.280	154,8
4.2	Container	0	0	0	0,0
4.3	Trafostation	0	0	0	0,0
4.4	Sonstiges	1	20	20	2,4
4.5	E- und Leittechnik	1	0	0	0,0
5.	<i>Sonstige Kosten</i>			0	0,0
5.1	Beratungs- und Genehmigungskosten	0	0	0	0,0
5.2	Vorlaufinvestitionen	0	0	0	0,0
5.3	Unvorhergesehenes	0	0	0	0,0
	<b>Investitionssumme</b>			<b>1.300</b>	<b>157</b>
	Projektmanagement	0,03	39	39	4,7
	Genehmigungsplanung	0,025	33	33	3,9
	Anlagenplanung	0,045	59	59	7,1
	Projektrisiken	0,1	130	130	15,7
	<b>Summe</b>			<b>1.560</b>	<b>189</b>
	<b>Anlagenzuschuß</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Eigenkapital</b>	0%		<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Netto Invest</b>			<b>1.560</b>	<b>189</b>

### Jahreskostenrechnung

Jahreskostenrechnung		Kosten
<b>0. Investitionskosten (Netto)</b>	T€/a	1.560
<b>1. Kapitalkosten</b>	T€/a	189
<b>2. Verbrauchsgebundene Kosten</b>		
- Strombezug-Leistung	T€/a	0
- Strombezug-Arbeit	T€/a	29
- Holzhackschnitzel	T€/a	179
- Biodiesel	T€/a	77
- Holz Trocknung	T€/a	0
Zwischensumme Verbrauchsgebundene Kosten	T€/a	285
<b>3. Betriebsgebundene Kosten</b>		
- Wartung/Instandhaltung	T€/a	36
- Personalkosten	T€/a	43
- Versicherung/Verwaltung	T€/a	2
Zwischensumme Betriebsgebundene Kosten	T€/a	81
<b>Gesamt Jahreskosten</b>	<b>T€/a</b>	<b>554</b>
<b>4. Erträge</b>		
- Stromertrag	T€/a	663
- Holzkohlekoks	T€/a	15
- Wärmeabgabe Leistung	T€/a	10
- Wärmeabgabe Arbeit	T€/a	85
<b>Gesamt Jahresertrag</b>	<b>T€/a</b>	<b>773</b>
<b>Überschuß</b>	<b>T€/a</b>	<b>219</b>
<b>Investitionsrendite</b>	<b>%</b>	<b>26</b>
<b>CO2 Emissionen</b>	<b>t</b>	<b>143</b>

### 3.3.4.5. Auslegung Synthesegas-Anlage

Die Erzeugung von Synthesegas mit dem im Folgenden beschriebenen Verfahren erlaubt die Verstromung des Gases oder die zukünftige Nutzung auf anderen Wegen. Es ist möglich, den Wasserstoffanteil auf 80 % zu steigern und damit für eine zukünftige Wasserstoffwirtschaft gerüstet zu sein. Auch eine Aufbereitung des Gases zu Methanol oder die Anwendung des Fischer-Tropsch-Verfahrens zur Erzeugung von flüssigen Kohlenwasserstoffen wie Benzin oder Ölen ist denkbar und bereits im Labor getestet.

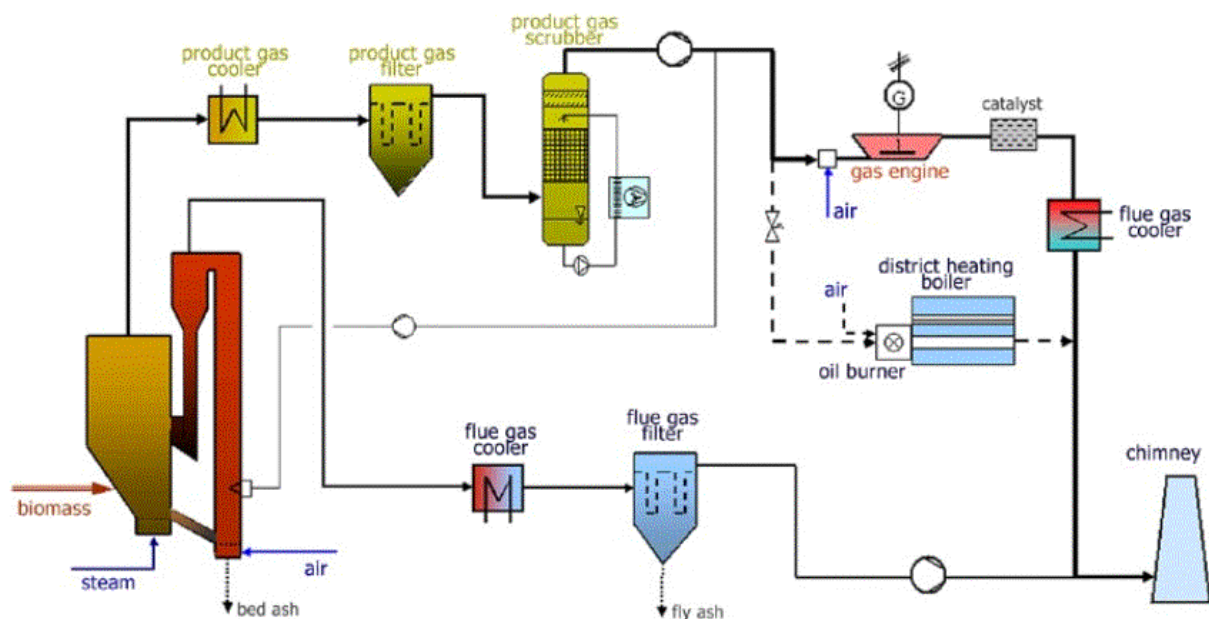
Das zur Anwendung kommende Vergasungsverfahren baut auf einer Wirbelschichttechnologie auf. Durch die getrennte Ausführung einer Verbrennungs- und Vergasungszone und die Verwendung von Dampf als Vergasungsmittel kann in der Vergasungszone ein Produktgas produziert werden, das arm an Teer und praktisch frei von Stickstoff ist und daher die Voraussetzungen zur Nutzung in einem Gasmotor gut erfüllt.

Als Arbeitsmaschine zur Verstromung kommt ein Gasmotor zum Einsatz. Aufgrund des hohen elektrischen Wirkungsgrades bringt dieser die notwendigen Voraussetzungen mit, um eine möglichst gute Wirtschaftlichkeit zu erreichen.

Als notwendiges Bindeglied zwischen der Vergasung und der Arbeitsmaschine wird durch die Gaskühlung und Gasreinigung das erzeugte Produktgas auf die zur Verarbeitung in der Maschine notwendigen Bedingungen gebracht. Die Kühlung erfolgt durch einen speziell für die Produktgasbedingungen konzipierten Wärmetauscher, während die Schadstoffe mittels Gewebefilter und Wäscher entfernt werden. Anfallende Stoffe werden so weit als möglich wieder in die Anlage rückgeführt.

Zur Erhöhung der Stromausbeute wird an das Verfahren zusätzlich ein ORC (Organic Rankine Cycle) geschaltet. Damit werden die an verschiedenen Stellen des Verfahrens anfallenden Wärmen zusätzlich zur Stromerzeugung genutzt.

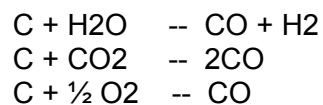
#### Verfahrensprinzip



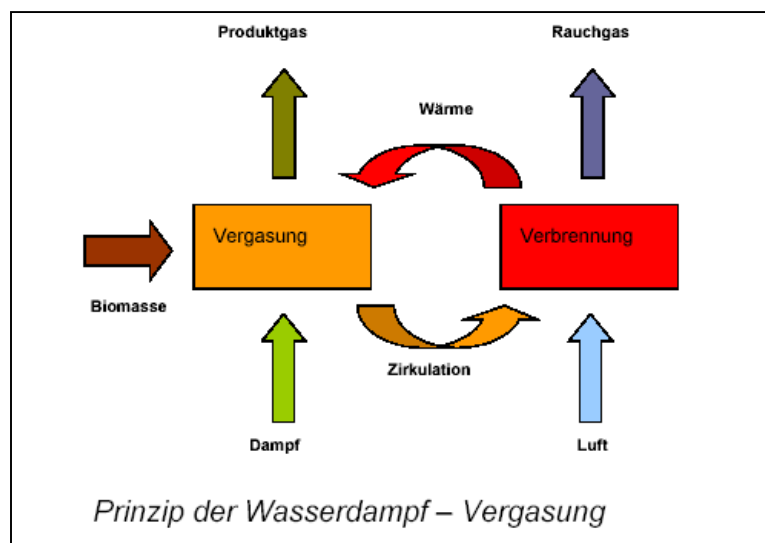
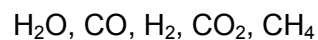
## Vergasung

Der Vergasungsprozess selbst basiert auf der Wasserdampf – Vergasung von Biomasse in der intern zirkulierenden Wirbelschicht. Das Herzstück der Anlage, der Vergaser, besteht eigentlich aus zwei miteinander verbundenen Wirbelschichtsystemen. Im Vergasungsteil wird die Biomasse bei ca. 900°C unter Zuführung von Dampf vergast. Durch die Verwendung von Wasserdampf an Stelle von Luft als Vergasungsmedium entsteht ein stickstofffreies, teerarmes Produktgas mit hohem Heizwert.

Bei der Vergasung von Biomasse laufen in der Reaktionsphase 3 Schlüsselreaktionen ab:



Je nach Gleichgewichtslage, Kinetik und Verweilzeit für die einzelnen Reaktionen ist das entstehende Produktgas hauptsächlich aus folgenden Gaskomponenten zusammengesetzt:



Da der Vergasungsprozess selbst endotherm abläuft, muss zur Aufrechterhaltung des Gleichgewichts Wärme zugeführt werden. Daher wird der im Vergaser nicht vergaste Kohlenstoff (Koks) über das umlaufende Bettmaterial (Olivin), das als Wärmeträger agiert, in den angekoppelten Verbrennungsteil transportiert und dort verbrannt. Die exotherme Verbrennungsreaktion liefert die Energie für den endothermen Vergasungsvorgang. Dabei wird die in der Brennkammer entstehende Wärme vom Bettmaterial in den Vergaser transportiert und dort abgegeben.

Es entstehen zwei getrennte Gasströme, ein Rauchgasstrom, vergleichbar mit dem Rauchgas einer konventionellen Verbrennungsanlage, und der Produktgasstrom.

Die fühlbare Wärme des Rauchgasstroms wird in den Thermalölkreislauf des ORC-Prozesses übertragen und so genutzt.

### Gasmotor

Nach Kühlung und Reinigung des Produktgases gelangt das Gas zu dem Gasmotor. Der Motor wandelt die im Produktgas enthaltene Energie in Strom und Wärme um. Der Motor ist speziell auf die Erfordernisse des Betriebes mit dem Produktgas adaptiert. Dadurch lassen sich Wirkungsgrade erzielen, die bisher bei der Biomassenutzung im kleinen Leistungsbereich unerreichbar waren.

### ORC-Prozess

Um die Stromausbeute der Anlage noch zu erhöhen und damit vom ganzjährigen Wärmeabsatz etwas unabhängiger zu werden, wird das Verfahren zusätzlich mit einem Organic Rankine Cycle ausgestattet.

Wärme aus dem Produktgaskühler, dem Rauchgaskühler und dem Motorabgaskühler wird über einen drucklos betriebenen Thermalölkreislauf zum ORC transportiert.

Der ORC ist vergleichbar mit einem konventionellen Dampfturbinenkreislauf, statt Wasser wird aber eine organische Substanz als Arbeitsmedium eingesetzt. Dadurch können die Druck- und Temperaturverhältnisse flexibler gewählt werden. Auch ein Überhitzen des Dampfes ist nicht nötig.

### Auslegungsdaten

Benennung	Einheit	
Brennstoffwärmeleistung Biomasse	MW <sub>th</sub>	8
Generatorklemmenleistung	MW <sub>el</sub>	2,5 (Motor: 1,9; ORC: 0,6)
Erzeugte Fernwärmeleistung	MW <sub>th</sub>	3,9 (Heißwasser 55°C – 85°C)

### Brennstoff

Die technischen Angaben beziehen sich auf trockenes (20 % Feuchte), unverschmutztes Holz-Hackgut. Da der Wirkungsgrad der Anlage von der Holzfeuchte abhängt, sollte generell möglichst trockenes Holz eingesetzt werden. Andererseits ist natürlich auch der Einsatz feuchteren Holzes möglich, falls dies (z.B. durch einen günstigeren Holzpreis) wirtschaftlich sinnvoll ist. Alternativ sind auch andere Biomassen einsatzfähig, jedoch ist das Verfahren dann darauf zu adaptieren.

### Platzbedarf und Standort

Der Platzbedarf der beschriebenen Anlage gliedert sich in den Flächenbedarf der eigentlichen Anlage und in den für die Lagerung und Zerkleinerung der Biomasse erforderlichen Platz. Für die eigentliche Anlage ist eine Fläche von ca. 40 x 100 Meter inklusive Biomasse – Tagesbunker erforderlich. Da zur Versorgung einer Anlage dieser Größe mit den erforderlichen Betriebsmitteln, mit LKW Zubringern und Abtransporten zu rechnen ist, müssen um die Anlage ausreichend Verkehrsflächen vorgesehen werden. Dadurch erhöht sich der Platzbedarf auf ca. 10.000 m<sup>2</sup>.

Falls es im Holzversorgungskonzept vorgesehen wird, größere Holzmenen auf einmal einzukaufen und vor Ort zu lagern, müssen natürlich auch dafür zusätzliche Flächen vorgesehen werden.

## Wirtschaftlichkeitsberechnung

### Kostenansätze

<b>Kapitaldienst</b>	Sanierung/Neuinvest.	
- Kapitalzinsen		3,62 %/a
- Rechn. Nutzungszeit		10 a
- Annuitätsfaktor		0,1210
<b>Personalkosten</b>		35 €/h
<b>Wartung/Instandhaltung</b>		2,5 %/a (Invest)
<b>Wartung/Instandhaltung Gasturbinen-Anlage</b>		0,0070 €/KWh(el)
<b>Wartung/Instandhaltung BHKW-Anlage</b>		0,0150 €/KWh(el)
<b>Verwaltung/Versicherung</b>		1 %/a (Invest)
<b>CO2 Kosten</b>		14 €/t
<b>Stromerlöse EEG-Einspeisung</b>		
- Grundvergütung 2006 bis 150 kW		0,1116 €/MWh
- Grundvergütung 2006 151 bis 500 kW		0,0960 €/MWh
- Grundvergütung 2006 501 bis 5000 kW		0,0864 €/MWh
- NaWaRo-Bonus bis 500 kW		0,0600 €/MWh
- NaWaRo-Bonus bis 5 MW		0,0400 €/MWh
- KWK-Bonus		0,0200 €/MWh
- Innovationsbonus		0,0200 €/MWh
<b>Strom Bezugspreis (20kWh/h; 200.000kWh/a)</b>	<b>Privatbereich (Netto)</b>	
- Arbeitspreis		116,50 €/MWh
- Stromsteuer		20,50 €/MWh
- KWK Aufschlag		0,50 €/MWh
- EEG Aufschlag		0,00 €/MWh
- Strombezugskosten		137,50 €/MWh
- Leistungspreis		68,30 €/a
- CO2 Emissionen		0,683 t/MWh
<b>Wärmepreise</b>		
- Arbeitspreis Abgabe		28,00 €/MWh
- Steuer		0,00 €/MWh
- KWK Aufschlag		0,00 €/MWh
- EEG Aufschlag		0,00 €/MWh
- Wärmekosten		28,00 €/MWh
- Leistungspreis		20,00 €/(kW*a)
- Anschlußbeitrag Haus		1.500,00 € einmalig
- Anschlußbeitrag Großverbraucher		5.000,00 € einmalig
- CO2 Emissionen		0,00 t/MWh
- Arbeitspreis Bezug		10,00 €/MWh
- Leistungspreis Bezug		0,00 €/MWh
<b>Einsatzstoffe für Vergaseranlage</b>		
- Bezugspreis Holzhackschnitzel, einschl. Transp.		30,00 €/t
- Bettmaterial		150,00 €/t
- Precoatmaterial		40,00 €/t
- RME		575,00 €/t
- Stickstoff		0,12 €/Nm³
<b>Entsorgungskosten</b>		
- Ascheentsorgung		50,00 €/t
<b>Zusatzwasser - Kosten</b>		1,25 €/m³

## Investitionen

	Vergasungsanlage	Anzahl	Preis	Investitionen	Kapital-
		Stck	TEUR	TEUR	kosten TEUR/a
1.	Baugrundstück und Außenanlage	1	0	0	0,0
2.	Erschließungsmaßnahmen Gas, Strom, Wasser	1	0	0	0,0
3.	Bautechnik/-Konstruktion	1	2.000	2.000	241,9
3.1	Betriebsgebäude	1	0	0	0,0
3.2	Holzlager	1	0	0	0,0
3.3	Tagesspeicher	1	0	0	0,0
3.4	Stahlbau	1	0	0	0,0
3.5	Rohrleitungsbau	1	0	0	0,0
4.	Maschinentechnik	1	4.500	4.500	544,4
4.1	Fahrzeugwaage	1	0	0	0,0
4.2	Holzzuförderung	1	0	0	0,0
4.3	Vergaser mit Wäscher, Wärmetauscher, Schornst	1	0	0	0,0
4.4	BHKW	1	1.000	1.000	121,0
4.5	ORC Anlage	1	1.000	1.000	121,0
4.6	E- und Leittechnik	1	0	0	0,0
4.7	Hydraulische Wärme-Verteilstation mit Pumpe	1	0	0	0,0
5.	Nahwärmenetz				
5.1	Erdarbeiten je 1m	500	0,12	60	7,3
5.2	Kunststoffleitung je 2m (Vor+Rück)	500	0,16	80	9,7
5.3	Übergabestation mit Montage	1	10	10	1,2
5.4	Wärmespeicher 20m³ 90°C	1	20	20	2,4
5.	Sonstige Kosten			0	0,0
5.1	Beratungs- und Genehmigungskosten	1	100	100	12,1
5.2	Vorlaufinvestitionen	1	300	300	36,3
5.3	Unvorhergesehenes	1	150	150	18,1
	<b>Investitionssumme</b>			<b>9.220</b>	<b>1115</b>
	Projektmanagement	0,03	277	277	33,5
	Genehmigungsplanung	0,025	231	231	27,9
	Anlagenplanung	0,045	415	415	50,2
	Projektrisiken	0,1	922	922	111,5
	<b>Summe</b>			<b>11.064</b>	<b>1.338</b>
	<b>Anschlußbeitrag Nahwärme</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Anlagenzuschuß</b>			<b>1.500</b>	<b>181</b>
	<b>Eigenkapital</b>	0%		<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Netto Invest</b>			<b>9.564</b>	<b>1.157</b>

Die Anlage ist nur bei einem Investitionszuschuss von 1,5 Mio € zu errichten und wirtschaftlich zu betreiben.

### Jahreskostenrechnung

Jahreskostenrechnung		Kosten
<b>0. Investitionskosten (Netto)</b>	T€/a	11.064
<b>1. Kapitalkosten</b>	T€/a	1.157
<b>2. Verbrauchsgebundene Kosten</b>		
- Strombezug-Leistung	T€/a	0
- Strombezug-Arbeit	T€/a	385
- Holzhackschnitzel	T€/a	442
- Bettmaterial	T€/a	47
- Precoatmaterial	T€/a	6
- RME	T€/a	60
- Stickstoff	T€/a	67
- AscheEntsorgungskosten	T€/a	35
- Wasser	T€/a	0
Zwischensumme Verbrauchsgebundene Kosten	T€/a	1.043
<b>3. Betriebsgebundene Kosten</b>		
- Wartung/Instandhaltung Bau und Technik	T€/a	206
- Wartung/Instandhaltung BHKW	T€/a	263
- Personalkosten	T€/a	335
- Versicherung/Verwaltung	T€/a	11
Zwischensumme Betriebsgebundene Kosten	T€/a	814
<b>Gesamt Jahreskosten</b>	<b>T€/a</b>	<b>3.013</b>
<b>4. Erträge</b>		
- Wärmeabgabe Arbeit	T€/a	529
- Wärmeabgabe Leistung	T€/a	54
- Gutschrift CO2 Emissionen	T€/a	0
- Stromertrag	T€/a	2.486
<b>Gesamt Jahresertrag</b>	<b>T€/a</b>	<b>3.069</b>
<b>Überschuß</b>	<b>T€/a</b>	<b>56</b>
<b>Investitionsrendite</b>	<b>%</b>	<b>11</b>
<b>CO2 Einsparung</b>	<b>t</b>	<b>17.056</b>



### 3.3.5. Biogassubstrate - Biomethan

Als potenzielle Biogas-Substrate werden zunächst die Substrate im Rhein-Erft-Kreis näher betrachtet, die für eine Biogasproduktion theoretisch in Frage kommen. Hierzu zählen tierische Exkrememente, Ernterückstände aus der Landwirtschaft, wie z.B. Stroh, Rübenblätter sowie Rübenkleinteile.

#### 3.3.5.1. Tierische Exkrememente

Von den anfallenden tierischen Exkrementen ist nur ein Teil energetisch nutzbar. Verschiedene Tierarten, wie z.B. Schafe, Pferde, Gänse oder Enten, werden im Freiland gehalten. Diese Exkrememente fließen in die weitere Betrachtung nicht ein.

Aber auch ein Teil der Rinder befindet sich im Sommer nicht im Stall. Die Gewinnung dieser Exkrememente ist im Prinzip nicht möglich. Zahlen über die Sommerweide liegen derzeit nicht vor. Im Folgenden werden die Exkrememente von Rindern, Schweinen und Hühnern im Rhein-Erft-Kreis näher beleuchtet.

Folgende Annahmen liegen der Tabelle 3.3.5.1-1 zugrunde:

- Es erfolgt keine Unterscheidung hinsichtlich Alter und damit Lebendgewicht, da hier viele Daten der Geheimhaltung unterliegen.
- 1 Großvieheinheit (GVe) entspricht 500 kg Lebendgewicht; das sind durchschnittlich 1,2 Rinder (Milchkuh, Rindermast) bzw. 5,6 Tiere bei Zuchtsauen und Mastschweinen.
- Jedes Tier verliert je nach Gewicht unterschiedliche Mengen an Harn und Kot. Bei Rindern entspricht die Menge 8 % seines Körpergewichtes, bei Schweinen sind es 6 %, bei Geflügel sogar 10 %. Dies entspricht bei Rindern je Großvieheinheit 0,0395 m<sup>3</sup> Gülle/Tag bzw. 14,15 m<sup>3</sup>/Jahr - oder 11,8 t Rindergülle/GVe/Jahr, dies entspricht 32 kg/Tag. Bei Schweinen entspricht dies 13,5 t/GVe.
- Für Rindergülle wird ein Trockensubstanzgehalt von 10 %, Schweinegülle von 6% und Hühnerkot von 19 - 20 % angenommen. Der organische Trockensubstanzgehalt liegt bei ca. 85% bei Rinder- und Schweinegülle, bei Hühnermist bei gut 70 %.
- Es wird davon ausgegangen, dass 70 % der anfallenden Gülle energetisch nutzbar ist.
- Aus 1 m<sup>3</sup> Rindergülle entstehen 23,7 m<sup>3</sup> Biogas  
Aus 1 m<sup>3</sup> Schweingülle entstehen 18 m<sup>3</sup> Biogas  
Aus 1 m<sup>3</sup> Hühnermist entstehen 169,7 m<sup>3</sup> Biogas  
(Zentrum für Nachwachsende Rohstoffe NRW)

Studie Biomasse Rhein-Erft-Kreis

	Anzahl	GVe	Gülle in t/Jahr	Theoretisches Potenzial Gülle m <sup>3</sup> /Jahr	Technisches Potenzial Gülle m <sup>3</sup> /Jahr	Durchschnittlicher Gasertrag/ m <sup>3</sup> /Jahr
Rind	2.224	1.853	21.865	26.220	18.354	434.990
Schwein	9.541	1.704	23.004	15.592	10.914	196.452
Huhn	99.961	150		1.590	1.113	
Henne	74.449	248		5.258	3.681	(Gesamt) 813.542

Tabelle 3.3.5.1-1: Anzahl der Rinder, Schweine, Hühner und Hennen, theoretisches und technisches Potenzial an Gülle (m<sup>3</sup>/Jahr) sowie der durchschnittliche Gasertrag (m<sup>3</sup>/Jahr) im Rhein-Erft-Kreis.

Tabelle 3.3.5.1-2 zeigt die Verteilung der Rinder und Schweine auf die einzelnen Städte im Rhein-Erft-Kreis. Die Zahlen des Geflügels werden im folgenden nicht weiter analysiert. Leider unterliegen hier einige Zahlen der Geheimhaltung, so dass die Daten unvollständig sind. In der Tabelle sind diese mit einem „?“ gekennzeichnet.

	Rind GVe	Gülle m <sup>3</sup>	Theoret. Potenz. m <sup>3</sup> /Jahr	Techn. Potenz. m <sup>3</sup> /Jahr	Schwein GVe	Gülle m <sup>3</sup>	Theoret. Gasertrag m <sup>3</sup> /Jahr	Techn. Potenz m <sup>3</sup> /Jahr
Bedburg	?				?			
Bergheim	29	342	8.110	5.677	?			
Brühl	-				0	0	0	0
Elsdorf	451	5322	126.127	88.289	210	2.835	51.030	35.721
Erftstadt	375	4.425	104.873	73.411	63	851	15.309	10.716
Frechen	-				?			
Hürth	?				?			
Kerpen	408	4814	114.101	79.871	686	9.261	166.698	116.689
Pulheim	199	2.348	55.652	38.956	?			
Wesseling	0	0	0		?			

Tabelle 3.3.5.1-2: Anzahl der Rinder, Schweine, technisches Potenzial an Gülle (m<sup>3</sup>/Jahr) sowie der durchschnittliche Gasertrag (m<sup>3</sup>/Jahr) in den Städten des Kreises

Anhand der Tabelle wird deutlich, dass das Aufkommen tierischer Exkrememente im Rhein-Erft-Kreis sehr unterschiedlich verteilt ist. Biogasstandorte müssen dieser Tatsache Rechnung tragen. In einem weiteren Schritt wird es zudem nötig sein, die Großvieheinheiten je Betrieb zu ermitteln. Die anfallenden Güllemengen pro Tag sind bei Betrieben mit wenigen Tieren (Rinder kleiner 20 Tiere, Schweine kleiner 100 Tiere) zu gering, um sie effektiv nutzen zu können.

### 3.3.5.2. Halmgutartige Biomasse

Co-Substrate können die Biogas-Ausbeute von Biogas-Anlagen deutlich steigern. Während früher fast ausschließlich Gülle verwendet wurde, greift man zunehmend auf andere Substrate zurück. Halmgutartige Biomassen eignen sich gut als Co-Substrat in den Biogas-Anlagen. Dies beinhaltet neben Stroh Getreide, das als Ganzpflanze siliert in den Biogasanlagen eingesetzt werden kann. Wenngleich der Biogasertrag von Stroh nicht unerheblich ist, wird dieses in der Praxis selten in Biogasanlagen eingesetzt. Eine Nutzung von reinem Stroh als Koferment sollte nicht durchgeführt werden. Die höheren Ligningehalte im Stroh erfordern wegen ihrer Abbauresistenz längere Verweilzeiten im Fermenter. Demgegenüber gewinnt die Ganzpflanze als Co-Substrat zunehmend an Bedeutung. Wesentlich für die Methanausbeute von Getreide-Ganzpflanzen sind der Erntezeitpunkt und die Sortenwahl. Hier kann mit entsprechender Kenntnis der Sorte und des Wuchsverhaltens der Methanertrag deutlich gesteigert werden. Frühe Erntezeitpunkte bringen für den Landwirt zudem den Vorteil, eventuell im gleichen Anbaujahr eine zweite Frucht anzupflanzen und zu ernten.

In Tabelle 3.3.5.2-1 sind die Erträge der Ganzpflanzen sowie die Biogasausbeuten auf Kreis- und Stadtebene dargestellt.

Folgende Annahmen gelten für Tabelle 3.3.5.2-1:

- Der im Erftkreis angebaute Weizen wird derzeit zu nahezu 100 % als Brotweizen verarbeitet und wird daher in dieser Tabelle nicht näher betrachtet. Die Zahlen addieren sich aus den Anbauflächen für Gerste und Roggen.
- Der mittlere Ertrag liegt bei 14,3 t/ha.
- Der Trockensubstanzgehalt bei der Ganzpflanzensilage beträgt 42 %, der organische TS-Gehalt 94,2 % Der Gasertrag in l pro kg o.TS beträgt 541,2 bzw. 214,1 je t Frischmasse.

	Anbaufläche ha	Ertrag t/a	Biogasausbeute t/FM
Rhein-Erft-Kreis	4.356	62.290	13 336.289
Bedburg	247	3.532	766.201
Bergheim	839	11.998	2.568.772
Brühl	24	343	73.436
Elsdorf	370	5.291	1.132.803
Erftstadt	1.000	14.300	3.061.630
Frechen	188	2.688	575.586
Hürth	327	4.676	1.001.153
Kerpen	701	10.024	2 146.203
Pulheim	563	8051	1 723 698
Wesseling	97	1.387	296.978

Tabelle 3.3.5.2-1: Ganzpflanzen-Anbaufläche (ha), Ganzpflanzenertrag, energetisch nutzbare Ganzpflanzenmenge (t/a) sowie technisches Biogaspotenzial im Rhein-Erft-Kreis

### 3.3.5.3. Organische Siedlungsabfälle

Organische Siedlungsabfälle können im Rahmen der Siedlungswirtschaft vergärt, kompostiert und verbrannt werden. Eine gezielte Biogasproduktion von Bioabfall wird allerdings im Vergleich zur Kompostierung bislang relativ selten vorgenommen.

Annahmen zur Tabelle 3..3.5.3-1 über Bioabfall (siehe Kaltschmitt, 2003):

- Der organische Siedlungsabfall ist zu 90 % energetisch nutzbar.
- Bioabfall hat einen organischen Trockensubstanzgehalt von 20 %
- Der Biogasertrag beträgt 380 m<sup>3</sup>/t Bioabfall
- Der Wassergehalt des Bioabfalls beträgt durchschnittlich 65 % (VZEK, 2005)

	Bioabfall t/Jahr	Technisches Potenzial t/Jahr	Gasertrag Technisches Potenzial m <sup>3</sup> /a
Bedburg	3530	3177	1 207.260
Bergheim	6505	5855	2 224900
Brühl	2206	1985	754.300
Elsdorf	318	286	108.680
Erftstadt	2811	2530	961.400
Frechen	5323	4790	1 820.200
Hürth	6590	5931	2 253.780
Kerpen	4358	3922	1 490.360
Pulheim	6971	6274	2 384.120
Wesseling	1533	1380	524.400
<b>Rhein-Erft-Kreis</b>	<b>40.145</b>	<b>36.131</b>	<b>13 729.590</b>

Tabelle 3.3.5.3-1: Bioabfall im Rhein-Erft-Kreis

### 3.3.5.4. Rübenblätter und Bruchstücke

Der Rhein-Erft-Kreis baut auf insgesamt 9000 ha Zuckerrüben an, die zur Weiterverarbeitung in die nahe gelegenen Zuckerfabriken gebracht werden. Hierbei fallen nicht unerhebliche Mengen an Substanz an, die durchaus als Biogassubstrat verwendet werden könnten.

Tabelle 3.3.5.4-1 liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Das Rüben : Blatt – Verhältnis beträgt 1:0,8.
- Der Trockensubstanzgehalt der Blätter beträgt 23 %, die organische Trockensubstanz 91,9 %. Der Biogasertrag liegt bei 147 m<sup>3</sup> je Tonne Frischmasse.
- Aufgrund der Erntemaschinen, die die Rübenblätter direkt auf dem Feld belassen, wird davon ausgegangen, dass die Rübenblätter für den Biogasertrag nicht zur Verfügung stehen. Daher wird hier kein technisch-ökologisches Potenzial ausgewiesen.

	Theoretisches Potenzial Rübenblätter t/a	Theoretisches Potenzial Biogasertrag m <sup>3</sup> /t FM
Rhein-Erft-Kreis	418.667	35.628.578
Bedburg	94.911	5.652.636
Bergheim	57.180	4.865.988
Brühl	1.936	164.737
Elsdorf	46.253	3.935.123
Erftstadt	102.440	8.717.649
Frechen	11.916	1.014.010
Hürth	12598	1.072.055
Kerpen	65.624	5.584.562
Pulheim	50.037	4.258.174
Wesseling	4.275	363.867

Tabelle 3.3.5.4-1: Rübenblätter (t/a), theoretischer Biogasertrag (m<sup>3</sup>/ tFM)

Diese Mengen, die sich aus den Rübenblättern ergeben, sind beachtlich. Zu bedenken ist allerdings, dass die Blätter häufig stark mit Erde behaftet sind. Zudem schließen die derzeitigen Erntemaschinen eine Nutzung der Blätter aus.

#### Rübenkleinteile

Bei der Anlieferung der Zuckerrüben in die Fabriken fallen verhältnismäßig hohe Mengen an Rübenkleinteilen an, die nicht in die Zuckerproduktion einfließen. Dies sind Bruchstücke, Rübenspitzen und z.T. auch Blätter. Die Reste können ebenfalls in Biogasanlagen eingesetzt werden, setzen jedoch durch den hohen Schmutzanteil oft die Fermenter zu. Die Zuckerfabrik Pfeiffer & Langen geht von etwa 10.000 - 12.000 t pro Jahr und Zuckerfabrik aus. Bei einem Biogasertrag von 95,5 m<sup>3</sup> / je t Frischmasse (Amon, 2004) ergeben sich hieraus 955.000 – 1.146.000 m<sup>3</sup> Biogas mit einem Methangehalt von 51 %. Nachteil an der Verwendung von Rübenbruch ist allerdings, dass es hierfür keinen NaWaRo-Zuschlag gibt und die Biogasanlage auf dieser Grundlage wirtschaftlich unrentabel wird.

### 3.3.5.5. Mais

Der Rhein-Erft-Kreis ist ein Rübenanbaugbiet. Mais wird bislang nur in geringen Mengen angebaut.

Mais kann in Form von Maissilage sehr gut in Biogasanlagen eingesetzt werden.

Der Tabelle 3.3.5.5-1 liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Der Ertrag von Mais im Rhein-Erft-Kreis liegt durchschnittlich bei 42,28 t/ha
- Maissilage hat einen Trockensubstanzanteil von 33 %. Der Gehalt organischer Trockensubstanz beträgt 95,8%.
- Der Biogasertrag beträgt 185,2 m<sup>3</sup>/t Frischmasse.
- In der Tabelle sind nur das theoretische Potenzial und der theoretische Gasertrag dargestellt.

	Anbaufläche ha	Theoretisches Potenzial Ertrag t/a	Theoretisches Potenzial Biogasertrag m <sup>3</sup> /t FM
Bedburg	14	600	111.249
Bergheim	22	912	168.911
Brühl	-	-	-
Elsdorf	36	1.517	281.022
Erftstadt	57	2.413	447.192
Frechen	-	-	-
Hürth	20	846	156.689
Kerpen	61	2.579	477.825
Pulheim	15	635	117.673
Wesseling	-	-	-
<b>Rhein-Erft-Kreis</b>	<b>225</b>	<b>9.513</b>	<b>1.761.808</b>

Tabelle 3.3.5.5-1: Silomaisanbau im Rhein-Erft-Kreis, theoretische Potenziale sowie theoretischer Gasertrag m<sup>3</sup>/t

Bislang sind die Anbauflächen für Mais im Rhein-Erft-Kreis sehr begrenzt. Angesichts der zu erwartenden Änderungen auf dem Zuckermarkt sowie des zunehmenden Interesses für Biogasanlagen und damit der Eröffnung weiterer Absatzmöglichkeiten, wird sich die Fläche in den kommenden Jahren vermutlich deutlich ausdehnen.

In Tabelle 3.3.5.5-2 sind die Ausweitungen der Maisfläche auf die Stilllegungsflächen des Rhein-Erft-Kreises dargestellt. Folgende Annahmen liegen der Tabelle zugrunde:

Es wird von einer dreigliedrigen Fruchtfolge (siehe Raps Kapitel 3.2.1.1) ausgegangen, so dass 1/3 der Stilllegungsfläche für den Maisanbau zur Verfügung steht.

	Stilllegungsfläche ha	technisches Potenzial ha	Ertrag t/a	Biogasertrag m <sup>3</sup> /t FM
Bedburg	371	124	5.243	971.004
Bergheim	542	180	7.610	1.409.372
Brühl	30	10	423	78.340
Elsdorf	289	96	4.059	751.727
Erftstadt	600	200	8.456	1.566.051
Frechen	131	44	1.860	344.472
Hürth	124	41	1.733	320.952
Kerpen	581	193	8.160	1.511.232
Pulheim	328	109	4.609	853.587
Wesseling	42	14	592	109.638
<b>Rhein-Erft-Kreis</b>	<b>3038</b>	<b>1011</b>	<b>42.745</b>	<b>7.916.375</b>

Tabelle 3.3.5.5-2: Möglicher Maisanbau und Ertrag auf den Stilllegungsflächen des Rhein-Erft-Kreises

Bei dem speziellen Anbau von Energiemais wird der Ertrag auf den Flächen je ha höher liegen und kann zwischen 50 - 65 t/ha Frischmasse, das entspricht 14 - 18 t je ha Trockenmasse, betragen. Limitierend beim Maisanbau kann die Niederschlagsmenge sein, denn Mais braucht für hohe Erträge eine ausreichende Wasserversorgung.

Züchter prognostizieren in wenigen Jahren bei Energiemaissorten Trockenmasseerträge von 30 Tonnen je Hektar. In der Praxis stößt intensiver Maisanbau jedoch an seine Grenzen. Die Pflanze hat einen hohen Bedarf an Wasser, Nährstoffen und Wärme. Die Integration hoher Maisanteile in der Fruchtfolge führt zu ausgelaugten Böden und erhöhter Anfälligkeit gegenüber Schädlingen. Schäden können sich auch durch Bodenerosion ergeben, da Mais den Boden lange Zeit unbedeckt lässt. Dieses Risiko ist auf den weitestgehend ebenen Flächen im Rhein-Erft-Kreis aber gering. Grundsätzlich spricht laut Landwirtschaftskammer Rheinland nichts gegen einen Maisanbau im Rhein-Erft-Kreis, vorausgesetzt, der Anbau erfolgt nicht auf gefährdeten Flächen (Wasserschutzgebiet) und nicht innerhalb einer Fruchtfolge mit der Zuckerrübe. Letztendlich wird hier für jeden Betrieb gesondert entschieden.

### 3.3.5.6. Auslegung Biogasanlage mit Stromeinspeisung

#### Umsetzung des Anlagenkonzeptes auf die verfügbaren Biomassen

Eine Energieerzeugungsanlage kann als Kleinanlage im privaten Bereich oder als größere Anlage industriemäßig betrieben werden. Unsere Betrachtungen haben gezeigt, dass Kleinanlagen unter industriellen Betriebsbedingungen nicht wirtschaftlich betreibbar sind. Deshalb wurde eine Anlagengröße ermittelt, die ein Optimum zwischen sicherer Betriebsführung (Personaleinsatz) und Einzugsgebiet (logistischer Probleme) darstellt. Diese Anlagengröße liegt im Bereich von 500 kW bis 1.000 kW elektrisch. Die genaue Festlegung der Anlagengröße wird durch die verfügbare Biomasse bestimmt.

Unter Berücksichtigung der Mindestgröße und ermittelten verfügbaren Biomassen je Stadt wird die Anlage für folgende Inputstoffe ausgelegt:

Gülle	2.000 t/a
Maissilage	7.500 t/a
Ganzpflanzensilage	2.500 t/a
Grassilage und Sonstiges	800 t/a

Für den Betrieb der Anlage ist eine langfristige Sicherstellung der eingesetzten Rohstoffe zu kalkulierbaren Preisen erforderlich. Die Anlage soll so konstruiert sein, dass Anpassungen an veränderte Rohstoffbedingungen oder Gesetzeslagen möglichst ausgeglichen werden können. Da gerade heute der Markt für Biomassen stark in Bewegung ist, sind die Entwicklungen nur sehr schwer abzuschätzen.

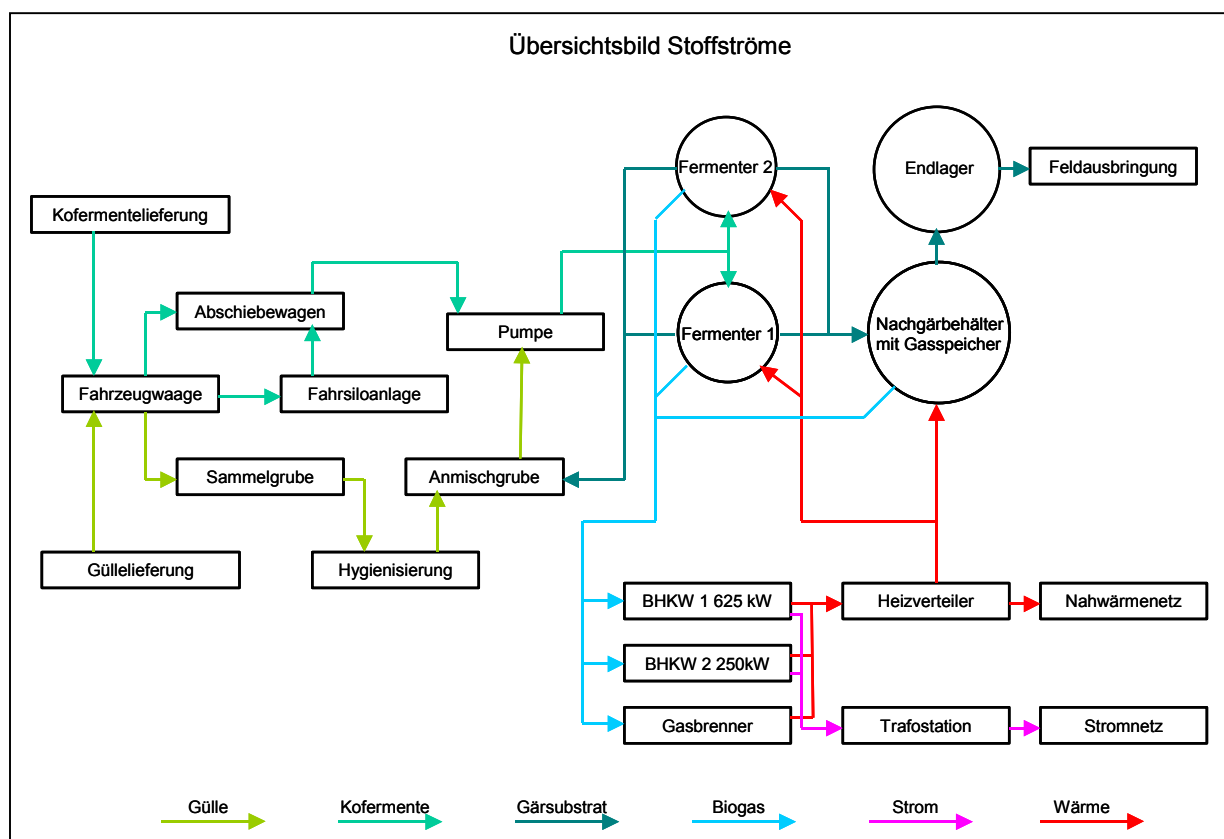
Da die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage wesentlich von der eingespeisten Strommenge abhängt, muss diese Einnahmequelle sicher zur Verfügung stehen. Möglichkeiten für den Notbetrieb und Redundanzen von Anlagenteilen sollten bereits im Konzept berücksichtigt sein. Auch die notwendigen Aufzeichnungen von bezogenen und abgelieferten Produktmengen, Hilfsstoffen, Strom und Wärme müssen verfügbar sein. Das folgende Übersichtsbild stellt eine Anlage dar, die einen optimalen Kompromiss zwischen Betriebsanforderungen, Redundanzanforderungen und kommerziellen Anforderungen herstellt.



### Betriebsbeschreibung

Die Anlage soll für die Vergärung von wenig Gülle zusammen mit landwirtschaftlichen Kofermenten sowie von nachwachsenden Rohstoffen vorgesehen werden. Aufgrund der Dimensionierung mit Sicherheitszuschlägen, der Auswahl der verschiedenen Komponenten und Materialien sowie der vorgesehenen Hygienisierungsanlage kann die Biogasanlage auch mit anderen vergärbaren Stoffen betrieben werden. Dabei wäre allerdings eine evtl. Reduzierung der Einspeisevergütung zu berücksichtigen.

Das prinzipielle Anlagenschema ist auf folgender Übersicht dargestellt.



Die angelieferten Einsatzstoffe werden über eine Fahrzeugwaage verwogen. Die Gülle wird danach in eine hermetisch abgeschlossene Sammelgrube eingeleitet. Das Volumen ist ausreichend groß, um Frischgülle für einen Zeitraum von ca. 7 Tagen zu speichern. In Chargen wird Frischgülle mit der zentral gesteuerten Pumpe diskontinuierlich über eine Druckrohrleitung direkt in die Hygienisierereinrichtung eingebracht. Hat das Substrat mindestens eine Stunde bei 70 °C in dem abgeschlossenen Behälter verbracht, ist der Hygienisierungsprozess abgeschlossen.

Die Zwischenlagerung der Kofermente erfolgt nach der Ernte in einer Fahrsiloanlage. Aus abrechnungstechnischen und betriebswirtschaftlichen Gründen ist eine vorherige Verwiegung der Kofermente notwendig. Mittels eines Entnahmefahrzeuges werden die verschiedenen Kofermente in einen Abschiebecontainer gekippt. Die Austragung aus diesem geschlossenen und mit einem Schubboden ausgerüsteten Abschiebewagen erfolgt mittels Schnecken. Die Zuführung der Kofermente erfolgt diskontinuierlich in die Anmischgrube. Dort werden die Kofermente, je nach Prozesserfordernis, mit Gülle oder Rezirkulat aus den Gärbehältern zu einem pumpfähigen Brei vermischt.

Zwei zentral gesteuerte, redundante Pumpstationen fördern diskontinuierlich, über den Tag verteilt, den Gärbrei in die beiden gas, licht- und luftdichten Fermenter, in denen der Brei biochemisch zu methanhaltigem Gas (Biogas) und Endsubstrat umgewandelt wird. Von den beiden Fermentern gelangt das schon zum Teil vergorene Material mittels hydraulischer Überläufe in den Nachgärbehälter und anschließend in das Endlager.

Die Zeit, in der das Gärssubstrat in den beiden Fermentern verweilt, die so genannte Verweilzeit, beträgt 15 bis 25 Tage je Fermenter. Die Verweildauer in dem Nachgärbehälter beträgt nochmals 15 bis 25 Tage. Somit ergibt sich eine Gesamtverweilzeit von 30 bis 50 Tagen. Der maximale Zeitraum liegt um 10 - 20 Tage über dem Zeitraum, der im Durchschnitt für eine vollständige Vergärung der Substrate benötigt wird. Die lange Verweilzeit wird gewählt, um Reserven im Tagesdurchsatz vorzuhalten und um eine optimale Vergärung und Energieausbeute sicherzustellen.

Das vergorene Substrat ist nun durch die lange thermische Behandlung in einem Temperaturbereich zwischen 38 °C - 55 °C und der vorangegangenen Hygienisierung nahezu geruchs- und keimfrei.

Die Speicherung des Biogases erfolgt vor der motorischen Verwertung in dem Foliengasspeicher mit Tragluftdach über dem Nachgärbehälter. Bei einem Totalausfall des BHKW1, dient das BHKW2 als Reserveaggregat.

Das produzierte Gas kann in diesem Fall über eine Zeit von ca. 4 Stunden gespeichert bzw. verwertet werden. Sollte die Störung länger andauern, wird es dem Gasbrenner zugeführt, der mit einer gekoppelten Warmwasseraufbereitung die Funktion einer Notfackel übernimmt. Vorteil dieser Variante ist, dass die Wärme weiterhin zur Speisung des Nahwärmenetzes und der Eigenwärmeerzeugung genutzt werden kann.

Zur Vermeidung von Schäden am Blockheizkraftwerk durch den im Biogas enthaltenen Schwefelwasserstoff erfolgt eine biologische Entschwefelung in den Gasspeichern. Zu diesem Zweck wird Umgebungsluft (ca. 3 % - 5 % der erzeugten Gasmenge) in die Gasspeicher eingebracht. Durch die Reaktion mit dem Luftsauerstoff wird der Schwefelwasserstoff zu elementarem Schwefel und Wasser umgewandelt. Dabei fällt der Schwefel als gelblicher Belag auf dem Gärssubstrat an und kann als zusätzlicher, wertvoller Pflanzennährstoff bei der Feldausbringung genutzt werden.

Das Biogas wird in dem Blockheizkraftwerk verbrannt und zu elektrischer Energie umgewandelt.

Die thermische Energie liegt in Form von ca. 80°C – 95°C warmem Wasser aus den Wärmetauschern der Motorkühler bzw. der Abgaskühler der Blockheizkraftwerke vor. Einen Teil der gesamten thermischen Energie wird als Prozesswärme für die drei Gärbehälter benötigt, um den biologischen Prozess der Vergärung aufrecht zu erhalten. Ein weiterer Teil der aus den Blockheizkraftwerken stammenden Wärme dient der Beheizung der am Nahwärmenetz angeschlossenen Verbraucher.

Wird die verfügbare Wärme nicht komplett abgenommen, wird die Wärme über einen Notkühler an die Umgebung abgegeben, damit die zulässigen Kühlwassertemperaturen der Blockheizkraftwerke nicht überschritten werden. Die elektrische Energie der beiden Blockheizkraftwerke gelangt über eine den Forderungen des Netzbetreibers angepasste Einspeiseanlage in das öffentliche Stromnetz. Der Strom wird nach den Einspeisebedingungen des EGG vergütet.

## Wirtschaftlichkeitsberechnung

Folgende Auslegungsparameter werden zugrunde gelegt:

Leistungs- und Arbeitswerte	Anzahl Stck	Werte	Dim.	Gesamt- Werte
<b>Jahrenutzungsstunden</b>			<b>h/a</b>	<b>8.760</b>
<b>Biogasdaten</b>				
- Gasertrag m <sup>3</sup>	1	2.535.376	m <sup>3</sup> /a	2.535.376
- Gasertrag MWh	1	14.426	MWh	14.426
- Gasertrag m <sup>3</sup> / h	1	289	m <sup>3</sup> /h	289
- Gasertrag kWh/h	1	1.647	kW	1.647
<b>Einsatzstoffe</b>			<b>t/a</b>	<b>12.806</b>
- Gülle	1	2006	t/a	2.006
- Maissilage	1	7500	t/a	7.500
- Ganzpflanzensilage, Getreide, Sonstiges	1	2500	t/a	2.500
- Grassilage	1	800	t/a	800
<b>Elektrische Einspeiseleistung</b>			<b>kW</b>	<b>661</b>
- Anschlussleistung Eigenverbrauch	1	31	kW	31
- BHKW Einspeiseleistung	1	630	kW	630
<b>Elektrische Jahresarbeit</b>			<b>MWh/a</b>	
- Eigenverbrauch	1	272	MWh/a	272
- Stromeinspeisung EVU Netz bis 150 kW	1	1314	MWh/a	1.314
- Stromeinspeisung EVU Netz 151 bis 500 kW	1	3066	MWh/a	3.066
- Stromeinspeisung EVU Netz 501 bis 5000 kW	1	1139	MWh/a	1.139
				<b>5.519</b>
<b>Thermische Leistung</b>				
- Eigener Heizbedarf Leistung	1	373	kW	373
- KWK Wärmeabgabeleistung	1	451	kW	451
<b>Thermische Jahresarbeit</b>				
- Eigener Heizbedarf Arbeit	1	3264	MWh/a	3.264
- KWK Wärmeabgabe	1	3949	MWh/a	3.949
- Zündölbedarf	1	60	MWh/a	60
<b>Personaleinsatz</b>			<b>h</b>	<b>3.284</b>
- Stunden	365	8	h	2.920
- Logistik und Abrechnung	52	7	h	364
<b>Sonstiger Betriebsmittelbedarf</b>				
- Wasser	1	8000	m <sup>3</sup> /a	8.000
- Substrat Entsorgung	1	11525	m <sup>3</sup> /a	11.525
<b>CO2</b>			<b>t</b>	<b>1.964</b>
- CO2 Altanlage Öl	3.949	0,27	t	1.066
- CO2 Altanlage Gas	0	0,20	t	0
- CO2 Strom	1.314	0,68	t	897

### Kostenansätze

<b>Kapitaldienst</b>	Sanierung/Neuinvest.	Bau
- Kapitalzinsen	4,5	%/a
- Rechn. Nutzungszeit	20	a
- Annuitätsfaktor	0,0769	
	Sanierung/Neuinvest.	Technik
- Kapitalzinsen	3,62	%/a
- Rechn. Nutzungszeit	10	a
- Annuitätsfaktor	0,1210	
<b>Personalkosten</b>	35	€/h
<b>Wartung/Instandhaltung</b>	2,5	%/a (Invest)
<b>Wartung/Instandhaltung Gasturbinen-Anlage</b>	0,0070	€/KWh(el)
<b>Wartung/Instandhaltung BHKW-Anlage</b>	0,0200	€/KWh(el)
<b>Verwaltung/Versicherung</b>	1	%/a (Invest)
<b>CO2 Kosten</b>	14	€/t
<b>Stromerlöse EEG-Einspeisung</b>		
- Grundvergütung 2006 bis 150 kW	111,60	€/MWh
- Grundvergütung 2006 151 bis 500 kW	96,00	€/MWh
- Grundvergütung 2006 501 bis 5000 kW	86,40	€/MWh
- NaWaRo-Bonus bis 500 kW	60,00	€/MWh
- NaWaRo-Bonus bis 5 MW	40,00	€/MWh
- KWK-Bonus	20,00	€/MWh
- Innovationsbonus	20,00	€/MWh
<b>Strom Bezugspreis (20kWh/h; 200.000kWh/a)</b>	<b>Privatbereich (Netto)</b>	
- Arbeitspreis	116,50	€/MWh
- Stromsteuer	20,50	€/MWh
- KWK Aufschlag	0,50	€/MWh
- EEG Aufschlag	0,00	€/MWh
- Strombezugskosten	137,50	€/MWh
- Leistungspreis	68,30	€/a
- CO2 Emissionen	0,683	tMWh
<b>Wärmepreise</b>		
- Arbeitspreis Abgabe	25,00	€/MWh
- Steuer	0,00	€/MWh
- KWK Aufschlag	0,00	€/MWh
- EEG Aufschlag	0,00	€/MWh
- Wärmekosten	25,00	€/MWh
- Leistungspreis	20,00	€/kW*a
- Anschlussbeitrag Haus	1.500,00	€ einmalig
- Anschlussbeitrag Großverbraucher	5.000,00	€ einmalig
- CO2 Emissionen	0,00	tMWh
- Arbeitspreis Bezug	10,00	€/MWh
- Leistungspreis Bezug	0,00	€/MWh
<b>Einsatzstoffe für Biogasanlage</b>		
- Bezugspreis Maissilage, einschl. Transp.	24,00	€/t
- Ganzpflanzensilage, Weizenkorn, Sonstiges einschl. Tran	70,00	€/t
- Wiesengras einschl. Transp.	20,00	€/t
- Gülle einschl. Transp.	0,00	€/t
<b>Entsorgungskosten</b>		
- Substratentsorgung (Mittelwert Fest- u. Flüssigfraktion)	0,00	€/t
<b>Zusatzwasser - Kosten</b>	1,25	€/m3

**Investitionen**

<b>Biogasanlage</b>		<b>Anzahl</b>	<b>Preis</b>	<b>Investitionen</b>	<b>Kapital-</b>
		<b>Stck</b>	<b>TEUR</b>	<b>TEUR</b>	<b>kosten</b>
					<b>TEUR/a</b>
1.	<i>Baugrundstück und Außenanlage</i>	1	160	160	12,3
2.	<i>Erschließungsmaßnahmen Gas, Strom, Wasser</i>	1	80	80	6,2
3.	<i>Bautechnik/-Konstruktion</i>				
3.1	Betriebsgebäude	1	50	50	3,8
3.2	Kofermentelager und Hygienisierung	1	260	260	20,0
3.3	Fermenter	1	430	430	33,1
3.4	Nachgärbehälter	1	168	168	12,9
3.5	Endlager	1	213	213	16,4
4.	<i>Maschinentechnik</i>				
4.1	Fahrzeugwaage	1	31	31	3,8
4.2	Einbring- und Pumptechnik	1	117	117	14,2
4.3	BHKW mit Gasaufbereitung	1	541	541	65,4
4.4	Sonstige Technik incl Gaskessel	1	272	272	32,9
4.5	Wärmespeicher 20m³ 90/70°C	1	20	20	2,4
4.6	Hydraulische Verteilstation mit Pumpe	1	10	10	1,2
4.7	Ladestation Container	0	5	0	0,0
5.	<i>Nahwärmenetz</i>				
5.1	Erdarbeiten je 1m	500	0,12	60	7,3
5.2	Kunststoffleitung je 2m (Vor+Rück)	500	0,16	80	9,7
5.3	Hausübergabestation mit Montage	2	1	2	0,2
5.4	Latentwärmespeicher 122kWh 70°C	0	5	0	0,0
5.	<i>Sonstige Kosten</i>			0	0,0
5.1	Beratungs- und Genehmigungskosten	0	33	0	0,0
5.2	Vorlaufinvestitionen	0	75	0	0,0
	<b>Investitionssumme</b>			<b>2.494</b>	<b>242</b>
	Projektmanagement	0,03	74,8	75	9,1
	Genehmigungsplanung	0,025	62,4	62	7,5
	Anlagenplanung	0,045	112,2	112	13,6
	Projekzuschlag	0,1	249,4	249	30,2
	<b>Summe</b>			<b>2.993</b>	<b>302</b>
	<b>Anschlußbeitrag Nahwärme</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>
	<b>Anlagenzuschuß</b>			<b>0</b>	<b>0,0</b>
	<b>Eigenkapital</b>	0%		<b>0</b>	<b>0,0</b>
	<b>Netto Invest</b>			<b>2.993</b>	<b>302</b>

### Jahreskostenrechnung

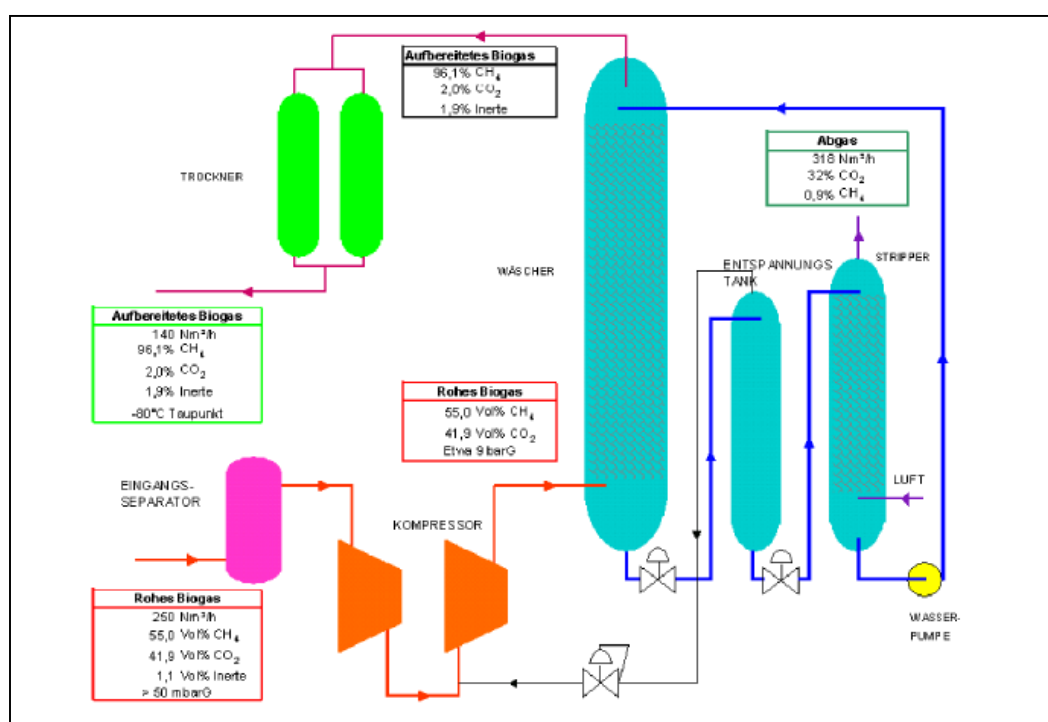
Jahreskostenrechnung		Kosten
<b>0. Investitionskosten (Netto)</b>	T€/a	2.993
<b>1. Kapitalkosten</b>	T€/a	302
<b>2. Verbrauchsgebundene Kosten</b>		
- Strombezug-Leistung	T€/a	0
- Strombezug-Arbeit	T€/a	37
- Zündölbedarf (Mittel)	T€/a	3
- Einsatzstoffe	T€/a	371
- Substrat Entsorgungskosten	T€/a	0
- Wasser	T€/a	10
Zwischensumme Verbrauchsgebundene Kosten	T€/a	421
<b>3. Betriebsgebundene Kosten</b>		
- Wartung/Instandhaltung Bau und Technik	T€/a	6
- Wartung/Instandhaltung BHKW	T€/a	110
- Personalkosten	T€/a	115
- Versicherung/Verwaltung	T€/a	3
Zwischensumme Betriebsgebundene Kosten	T€/a	234
<b>Gesamt Jahreskosten</b>	<b>T€/a</b>	<b>958</b>
<b>4. Erträge</b>		
- Wärmeabgabe Arbeit	T€/a	99
- Wärmeabgabe Leistung	T€/a	9
- Gutschrift CO2 Emissionen	T€/a	0
- Stromertrag	T€/a	958
<b>Gesamt Jahresertrag</b>	<b>T€/a</b>	<b>1.066</b>
<b>Überschuß</b>	<b>T€/a</b>	<b>108</b>
<b>Investitionsrendite</b>	<b>%</b>	<b>14</b>
<b>CO2 Einsparung</b>	<b>t</b>	<b>1.964</b>

Beim Stromertrag wurde ein vollständiger Wärmeverkauf berücksichtigt.

### 3.3.5.7. Auslegung Biogasanlage mit Gaseinspeisung

Basis ist die zuvor beschriebene Biogasanlage. Anstatt das Gas in dem an der Biogasanlage installierten BHKW zu verstromen, wird das Gas auf eine im öffentlichen Netz geforderte Qualität aufbereitet. Maßgebend für die Qualität sind die in dem DVGW-Arbeitsblatt G262 und G260 genannten technischen Regeln.

Das Gasaufbereitungssystem besteht, wie in nachfolgender Übersicht prinzipiell dargestellt, aus einem Gaskompressor, der so ausgelegt ist, dass er rohes Biogas auf einen geeigneten Druck bringt, einer Absorptionssäule, in der mit Wasser Kohlendioxid und andere Spurengase aus dem Rohgas entfernt werden sowie einem Gastrockner, der Feuchtigkeit entfernt.



Die maximale projektierte Strömungsrate an rohem Biogas ist 330 Nm<sup>3</sup>/h (1,013 bar, 0 °C) bei einem Eingangsdruk von 1.05 bar.a bei 30 °C. Die Anlage ist so ausgelegt, dass sie mit Rohgaseintrittstemperaturen zwischen 0 °C und 40 °C arbeitet.

Das System ist so ausgelegt, dass es ein Produktgas liefert, welches eine Zusammensetzung von 97 – 98 % Methan (CH<sub>4</sub>), Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S) von maximal 5 ppm und einen Taupunkt von bis zu -80 °C aufweist.

Die Anlage besteht aus zwei Hauptsystemen, a) dem Kompressionssystem, welches Bestandteile, wie den Kompressor, den Hauptantrieb und die Gaskühler, enthält und b) dem Gasverarbeitungssystem, welches die Waschsäule, die Entspannungssäule, die Strippungssäule und die mit den Säulen verbundenen Ventile und Kontrollgeräte enthält.

Der Anlagenkapazitätsbereich wird bestimmt durch die Drehzahlkontrolle des Kompressors. Die Spitzen der Waschsäule und der Strippungssäule ragen gewöhnlich durch die Decke des Gebäudes hindurch. Alle Prozessgefäße und Rohre müssen isoliert werden, was Bestandteil der Installationsarbeiten ist.

Die Anlage ist geschützt durch verschiedene Druckwächter mit oberen und unteren Bereichen sowie Temperaturwächtern mit oberen Bereichen. Wenn diese Wächter und das lokale Kontrollsystem einen Fehler feststellen, wird die Anlage automatisch stillgelegt.

Eine Gasanalyse wird dem Prozess nachgeschaltet, um die Gasbeschaffenheit des Produktgases zu gewährleisten. Im Produktgas werden Methan und Schwefelwasserstoffgehalt sowie Feuchte (Taupunkt) überwacht.

Wenn eine nicht tolerierbare Abweichung von der gewünschten Beschaffenheit festgestellt wird, wird das Produktgasventil geschlossen und das Schlechtgasventil geöffnet. Das Schlechtgas wird in einer Fackel verbrannt. Dadurch wird sichergestellt, dass nur Methan mit der erforderlichen Beschaffenheit in die Erdgasleitung gelangt.

Gaszähler am Eingang und Ausgang überwachen die Gasproduktion der Biogasanlage und den Volumenstrom des Produktgases.

Eine Gasodorierungsanlage ist nur erforderlich, wenn der Anteil des eingespeisten Gases im Verhältnis zu dem Gas im Gasnetz wesentlich ist. Dies ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. In der Anlagenbetrachtung ist keine Odorierungsanlage berücksichtigt.

Die Anlage wird vollständig automatisiert ausgelegt, um für lange Zeiträume unbemannt arbeiten zu können.

### Anlagenparameter

Es wird von der kleinstmöglichen Anlagengröße ausgegangen, um die Wirtschaftlichkeit zusammen mit der Biogasanlage betrachten zu können und das Einzugsgebiet für Biomasse klein zu halten.

Biogas-Kapazität: 100 - 300 Nm<sup>3</sup>/Std (passend zu der vor beschriebenen Biogasanlage mit 289 m<sup>3</sup>/h). Ausgangsdruck 0 - 9 barG.

Angenommene Zusammensetzung des rohen Biogases unter der Voraussetzung, dass etwas Luft in den Fermenter zudosiert wird, um den H<sub>2</sub>S-Gehalt in der konventionellen Weise zu reduzieren:

Gaskomponenten	Rohgas	Produktgas
	Gehalt Vol %	
Methan (CH <sub>4</sub> )	55,0	97,4
Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	42,1	2,1
Sauerstoff (O <sub>2</sub> )	0,05	0,09
Stickstoff (N <sub>2</sub> )	0,25	0,45
Feuchtigkeit (H <sub>2</sub> O)	2,5	0,0003
Schwefelwasserstoff (H <sub>2</sub> S)	0,100	0,0002

Luftzudosierung im Betonfermenter erhöht das Korrosionsrisiko des Betons durch den N<sub>2</sub> Anteil im Produktgas, der nicht entfernt werden kann und damit den Methangehalt reduziert. Die Entschwefelung sollte deshalb durch die Druckgaswäsche erfolgen, ggf. durch vorgeschaltete Aktivkohlefilter oder Fe-Zusatz in den Fermenter. Der H<sub>2</sub>S-Gehalt im Rohgas sollte 200 – 300 ppm nicht übersteigen, um < 5 mg/m<sup>3</sup> im Produktgas zu erreichen.

Nach der Aufbereitung des Gases beträgt der Wobbeindex ca. 13,9 kWh/m<sup>3</sup> und der Brennwert ca. 10,6 kWh/m<sup>3</sup>. Das Produktgas enthält je nach Entschwefelung unterschiedliche Mengen an Komponenten wie oben beschrieben. Der H<sub>2</sub>S-Gehalt beträgt < 5 mg/m<sup>3</sup>.



### Wirtschaftlichkeitsberechnung

Folgende Auslegungsparameter werden zugrunde gelegt:

Leistungs- und Arbeitswerte	Anzahl Stck	Werte	Dim.	Gesamt-Werte
<b>Jahrenutzungsstunden</b>			<b>h/a</b>	<b>8.760</b>
<b>Einsatzstoffe</b>				
- Biogas	1	2.540.400	m <sup>3</sup> /a MWh/a	2.540.400 14.455
<b>Elektrische Einspeiseleistung</b>			<b>kW</b>	<b>72</b>
- Anschlussleistung Eigenverbrauch	1	72	kW	72
<b>Elektrische Jahresarbeit</b>			<b>MWh/a</b>	
- Eigenverbrauch	1	631	MWh/a	631
- Energieerzeugung BHKW's (bei Biogasanlage)	1	5.519	MWh/a	5.519
<b>Produkt</b>				
- Produktgas	1	1.664.400	m <sup>3</sup> /a	1.664.400
- Produktgas			MWh/a	14.579
- CO2 Abgas	1	525.600	m <sup>3</sup> /a	525.600
<b>Personaleinsatz</b>			<b>h</b>	<b>584</b>
- Vorgabe Hersteller	1,0	584	h	584
- Logistik und Abrechnung	0,0		h	0
<b>Sonstiger Betriebsmittelbedarf</b>				
- Wasser	1	1.752	m <sup>3</sup> /a	1.752
- Wasseraufbereitung	1	0	m <sup>3</sup> /a	0
- Abwasser	1	1752	m <sup>3</sup> /a	1.752
- Schmieröl	1	1500	L/a	1.500
<b>CO2</b>			<b>t</b>	
- CO2 neutrales Abgas	0	0,72	t	0
- CO2 Strom	631	0,68	t	431

**Kostenansätze**

<b>Kapitaldienst</b>	Sanierung/Neuinvest.	
- Kapitalzinsen		3,62 %/a
- Rechn. Nutzungszeit		10 a
- Annuitätsfaktor		0,1210
<b>Personalkosten</b>		35 €/h
<b>Wartung/Instandhaltung</b>		2,5 %/a (Invest)
<b>Wartung/Instandhaltung Gasturbinen-Anlage</b>		0,0070 €/KWh(e)
<b>Wartung/Instandhaltung BHKW-Anlage</b>		0,0150 €/KWh(e)
<b>Verwaltung/Versicherung</b>		1 %/a (Invest)
<b>CO2 Kosten</b>		14 €/t
<b>Stromerlöse EEG-Einspeisung</b>		
- Grundvergütung 2006 bis 150 kW		111,60 €/MWh
- Grundvergütung 2006 151 bis 500 kW		96,00 €/MWh
- Grundvergütung 2006 501 bis 5000 kW		86,40 €/MWh
- NaWaRo-Bonus bis 500 kW		60,00 €/MWh
- NaWaRo-Bonus bis 5 MW		40,00 €/MWh
- KWK-Bonus		20,00 €/MWh
- Innovationsbonus		20,00 €/MWh
<b>Strom Bezugspreis (20kWh/h; 200.000kWh/a)</b>	<b>Privatbereich (Netto)</b>	
- Arbeitspreis		116,50 €/MWh
- Stromsteuer		20,50 €/MWh
- KWK Aufschlag		0,50 €/MWh
- EEG Aufschlag		0,00 €/MWh
- Strombezugskosten		137,50 €/MWh
- Leistungspreis		68,30 €/a
- CO2 Emissionen		0,683 t/MWh
<b>Einsatzstoffe für Gasaufbereitung</b>		
- Biogas		65,00 €/MWh
- Schmieröl		4,00 €/L
- Wasser		1,25 €/m³
- Wasseraufbereitung		0,00 €/t
<b>Entsorgungskosten</b>		
- Abwasser		5,00 €/m³

Die Angabe für Biogas entspricht einer ermittelten Größenordnung für einen zukünftigen Marktpreis.

## Investitionen

Biogas-Aufbereitungsanlage		Anzahl	Preis	Investitionen	Kapitalkosten
		Stck	TEUR	TEUR	TEUR/a
1.	Baugrundstück und Außenanlage	0	0	0	0,0
2.	Erschließungsmaßnahmen Gas, Strom, Wasser	0	0	0	0,0
3.	Bautechnik/-Konstruktion				
3.1	Betriebsgebäude	0	0	0	0,0
3.2	Lager	0	0	0	0,0
3.3	Tagesspeicher	0	0	0	0,0
3.4	Stahlbau	0	0	0	0,0
3.5	Rohrleitungsbau	0	0	0	0,0
4.	Maschinentechnik				
4.1	Druckwäsche	1	430	430	52,0
4.2	Container	1	20	20	2,4
4.3	Odorierungsanlage	0	0	0	0,0
4.4	Sonstiges	1	70	70	8,5
4.5	E- und Leittechnik	1	106	106	12,8
5.	Sonstige Kosten			0	0,0
5.1	Beratungs- und Genehmigungskosten	0	0	0	0,0
5.2	Vorlaufinvestitionen	0	0	0	0,0
5.3	Unvorhergesehenes	0	0	0	0,0
	<b>Investitionssumme</b>			<b>626</b>	<b>76</b>
	Projektmanagement	0,03	19	19	2,3
	Genehmigungsplanung	0,025	16	16	1,9
	Anlagenplanung	0,045	28	28	3,4
	Projektrisiken	0,1	63	63	7,6
	<b>Summe</b>			<b>751</b>	<b>91</b>
	<b>Abzügl. Nahwärmenetz bei Biogasanlage</b>			<b>168</b>	<b>20</b>
	<b>Abzügl. BHKW bei Biogasanlage</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Anlagenzuschuß</b>			<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Eigenkapital</b>	0%		<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Netto Invest</b>			<b>583</b>	<b>71</b>

Es wurde angenommen, dass das BHKW der Biogasanlage dezentral eingesetzt wird und das Nahwärmenetz an der Biogasanlage entfallen kann. Dabei ist vorausgesetzt, dass die Aufbereitungsanlage neben der Biogasanlage installiert wird.

### Jahreskostenrechnung

Jahreskostenrechnung		Kosten
<b>0. Investitionskosten (Netto)</b>	T€/a	751
./.. Nahwärmenetz Biogasanlage	T€/a	168
./.. BHKW Biogasanlage	T€/a	0
<b>Investkostenbasis</b>	T€/a	<b>583</b>
<b>1. Kapitalkosten</b>	T€/a	71
<b>2. Verbrauchsgebundene Kosten</b>		
- Strombezug-Leistung	T€/a	0
- Strombezug-Arbeit	T€/a	87
- Biogas (nicht berücksichtigt)	T€/a	0
- Wasser	T€/a	2
- Wasseraufbereitung	T€/a	0
- Abwasser (nicht berücks. da zu Biogasanlage)	T€/a	0
- Schmieröl	T€/a	6
Zwischensumme Verbrauchsgebundene Kosten	T€/a	95
<b>3. Betriebsgebundene Kosten</b>		
- Wartung/Instandhaltung	T€/a	19
- Personalkosten	T€/a	20
- Versicherung/Verwaltung	T€/a	1
Zwischensumme Betriebsgebundene Kosten	T€/a	40
<b>Gesamt Jahreskosten</b>	<b>T€/a</b>	<b>205</b>
<b>4. Erträge</b>		
- Produktgas (nicht berücksichtigt)	T€/a	0
- Gutschrift <b>nur</b> Innovationsbonus bei Strom	T€/a	110
<b>Gesamt Jahresertrag</b>	<b>T€/a</b>	<b>110</b>
<b>Überschuß</b>	<b>T€/a</b>	<b>-95</b>
<b>Investitionsrendite</b>	<b>%</b>	<b>-4</b>
<b>CO2 Emissionen</b>	<b>t</b>	<b>431</b>

Beim Stromertrag wurde nur der gegenüber der Biogasanlage zusätzlich erwartete Technologiebonus berücksichtigt. Kosten für das Biogas und das Produktgas wurden nicht berücksichtigt, um den Mehraufwand für die Gasaufbereitung besser darstellen zu können. Der negative Überschuß muß durch bessere Wärmenutzung in dezentralen BHKW ausgeglichen werden, damit sich der Einsatz einer Aufbereitungsanlage rechnet.

### 3.3.5.8. Geplante Biogas-Anlagen und ihre Auswirkungen auf weitere Projekte

Derzeit befinden sich mehrere Biogas-Anlagen im Rhein-Erft-Kreis in der Planung bzw. schon im Bau. Diese Fläche, die zum Anbau von Substraten für die Biogas-Anlagen verbraucht werden, müssen bei der Realisierung weiterer Projekte berücksichtigt werden.

Anlagen sind in:

<b>Ort</b>	<b>Größe</b>	<b>Bauherr</b>
Pulheim	0,5 MW	Rheinenergie
Elsdorf	0,3 MW	Privat
Elsdorf	?	Privat
Erftstadt Gymnich	0,5 MW	? Bauantrag noch in 2005 erwartet
Erftstadt Liblar	0,5 MW	?
Kerpen	2 MW	Stadtwerke Aachen (STAWAG)
(Bornheim)	?	2 Anlagen im Gespräch

Der Bau der großen STAWAG Biogas-Anlage mit Gaseinspeisung in das öffentliche Netz hat gravierende Auswirkungen auf mögliche weitere Standorte kleinerer Biogas-Anlagen (0,5 MW) in der Region. Es werden ca. 25.000 t Silomais pro Jahr für eine Anlage dieser Größenordnung benötigt. Das entspricht einer Maisanbaufläche von mehr als 500 ha. Diese würden vermutlich, falls die Bauern hier langjährige Lieferverträge abschließen, in für den Maisanbau günstigen Lagen angelegt werden. Diese „verplante“ Fläche muss bei der Entwicklung weiterer Projekte berücksichtigt werden, wobei zur Beschaffung der Rohstoffe vermutlich auch über die Kreisgrenze hinaus gegangen wird, da die Anlage in Kooperation mit der Buir-Bliesheimer Agrargenossenschaft geplant wird.

#### **4. Potenzielle Betriebsformen von Biomasse-Projekten im Rhein-Erft-Kreis**

##### **4.1. Bestehende Strukturen vor- und nachgelagerter Bereiche der Landwirtschaft**

###### **4.1.1. Genossenschaften und Agrarhandels-Gesellschaften**

Die Genossenschaften können die Interessen der Landwirtschaft und von Investoren in geeigneter Weise verbinden, damit die Rohstoffversorgung geplanter Biomasseanlagen langfristig gesichert werden kann. Die langfristige Sicherung ist bei durch Banken finanzierten Projekten erforderlich. Es wurden folgende Genossenschaften bzw. Landhandel-Gesellschaften im Rhein-Erft-Kreis und in angrenzenden Bereichen mit zum Teil mehreren Niederlassungen ermittelt:

Bautreff Becker  
Bahnhof/Ladestr.  
50259 Pulheim-Stommeln

Buir-Bliesheimer Agrargenossenschaft eG  
Bahnhofstr.70  
52388 Nörvenich

Ferdinand Irnich GmbH & Co. KG  
Aachener Str. 554  
50226 Frechen

Raiffeisen Waren-Zentrale Rhein-Main eG  
Raiffeisen-Markt Kalscheuren  
Rodenkirchener Str.  
50354 Hürth-Kalscheuren

S.G.L. GmbH  
Siedlerweg 21  
50374 Erftstadt-Gymnich

Norbert Wirtz Agrarhandel  
Keldenicher Str. 2b  
53332 Bornheim-Sechtem

###### **4.1.2. Maschinenringe**

Maschinenringe wie in den neuen Bundesländern häufig zu finden, konnten im Rhein-Erft-Kreis nicht ermittelt werden. Es sind jedoch mehrere Firmen im Bereich Landmaschinen-Handel, Landmaschinen-Reparaturen und Lohndienstleistungen verfügbar. Bei einigen geplanten Projekten sind Kooperationen zwischen den Landwirten und den technisch orientierten Firmen im Gespräch.

Eine Ergänzung bei Energieprojekten zwischen den Landwirten, dem Landhandel und den technischen Dienstleistern oder auch Handwerksbetrieben erscheint sinnvoll, ist aber vom jeweiligen Einzelprojekt abhängig.

#### **4.1.3. Rheinischer Landwirtschafts-Verband**

Der Rheinische Landwirtschafts-Verband (RLV) ist seit über 50 Jahren die einheitliche Berufsvertretung für die Bauern im Rheinland. Sie betreut Ackerbauern, Tierhalter, Milchvieh- oder Sonderkulturbetriebe. Ziel der Arbeit des RLV ist die Sicherung angemessener wirtschaftlicher Rahmenbedingungen und die Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der Betriebe. Damit tritt er auch für den Erhalt der flächendeckenden und nachhaltigen Landwirtschaft ein.

Nach Ansicht des RLV ist „zur Erzeugung gesunder Nahrungsmittel, Erhaltung einer reich gegliederten Kulturlandschaft, Sicherung einer ressourcenschonenden Kreislaufwirtschaft sowie zum Schutz von Umwelt und Natur eine bäuerliche Landwirtschaft für die Gesellschaft unverzichtbar“.

95 % aller landwirtschaftlichen Betriebe des Rheinlandes sind im RLV organisiert. Die Landwirte erfahren dort politische Unterstützung, Rechtsberatung und, falls nötig, Prozessvertretung.

Der RLV gliedert sich in Ortsbauernschaften, Kreisbauernschaften und Bezirksbauernschaften.

Die Geschäftsstelle für den Rhein-Erft-Kreis befindet sich in Köln-Auweiler:

Gartenstr. 11  
50765 Köln-Auweiler  
Tel.: 0221/9591945  
Fax: 0221/9591946  
E-Mail: [kreisbauernschaft@netcologne.de](mailto:kreisbauernschaft@netcologne.de)

#### **4.1.4. Institutionen**

##### **Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen**

Die Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen ist eine Körperschaft des öffentlichen Rechts. Sie entstand am 1. Januar 2004 als Rechtsnachfolgerin der bis dahin selbstständigen Landwirtschaftskammern Rheinland und Westfalen-Lippe.

Die Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen hat die Aufgabe, die Landwirtschaft und die in ihr Berufstätigen zu fördern und zu betreuen und im Rahmen ihrer Aufgaben den ländlichen Raum zu stärken.

Zu ihren konkreten Aufgaben zählen

- Die Wirtschaftlichkeit, die Umweltverträglichkeit und den Verbraucherschutz bei der landwirtschaftlichen Erzeugung durch geeignete Einrichtungen und Maßnahmen, insbesondere Agrarumweltmaßnahmen sowie den ökologischen Landbau zu fördern und auf eine flächenbezogene und artgerechte Tierhaltung hinzuwirken.
- Die nicht pflichtschulmäßige Berufsausbildung und die berufliche Fortbildung des Berufsnachwuchses sowie die berufsbezogene Weiterbildung aller in der Landwirtschaft Tätigen durchzuführen und die Betriebe in ihrer nachhaltigen Entwicklung durch Beratung zu unterstützen.
- Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer in allen beruflichen und sozialen Belangen zu fördern.
- In Fragen der Bewirtschaftung, der Verwertung und der Regelung des Absatzes landwirtschaftlicher Erzeugnisse beratend mitzuwirken, das landwirtschaftliche Genossenschaftswesen, Erzeugergemeinschaften, Erzeugerzusammenschlüsse und deren Vereinigungen sowie die regionale Vermarktung zu fördern.
- Zusätzliche Produktions-, Absatz- und Einkommenspotenziale insbesondere bei nachwachsenden Rohstoffen und erneuerbaren Energien zu erschließen und die Erwerbsgrundlagen durch Schaffung mit der Landwirtschaft verbundener Einkommenskombinationen zu verbreitern.
- Die Belange einer nachhaltigen Landwirtschaft und die besondere Bedeutung der Landwirtschaft für Umwelt-, Natur-, Tier- und Verbraucherschutz in die Gesellschaft zu vermitteln und den Dialog mit allen gesellschaftlich relevanten Gruppen zu fördern.
- Auf eine Gleichstellung von Frauen und Männern in allen Bereichen der Landwirtschaft hinzuwirken.
- Die internationale Zusammenarbeit in allen Bereichen der Landwirtschaft zu unterstützen.

Die für das Rheinland zuständige Kammer befindet sich in Bonn:

Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen  
Endenicher Allee 60  
53115 Bonn  
Telefon: (02 28) 7 03-0  
Telefax: (02 28) 7 03-84 98  
E-Mail: [info@lwk.nrw.de](mailto:info@lwk.nrw.de)



### **Arbeitskreise**

Die Landwirtschaftskammer Rheinland hat diverse Arbeitskreise, die sich mit der Nutzung regenerativer Energien befassen. So gibt es einen Arbeitskreis Biogas Rheinland, der Unterstützung beim Bau, der Berechnung und dem Betreiben von Biogasanlagen gibt. Im Haus Düsse ist das Zentrum für nachwachsende Rohstoffe angesiedelt. Hier können Interessierte Informationen bekommen oder an Veranstaltungen rund um das Thema regenerative Energien – insbesondere Biogas - teilnehmen

#### Arbeitskreis Biogas Rheinland,

Dr. Waldemar Gruber  
Endenicher Allee 60  
53115 Bonn  
Telefon: 0228 / 7 03 12 32, Mobil: 0172 / 2 14 78 03,  
E-Mail: [waldemar.gruber@lwk.nrw.de](mailto:waldemar.gruber@lwk.nrw.de)

#### Haus Düsse

Zentrum für nachwachsende Rohstoffe  
OT Ostinghausen  
59505 Bad Sassendorf  
Telefon: 02945 / 989-0

### **Landesinitiative Zukunftsenergien NRW**

Nordrhein-Westfalen unterstützt alle Bemühungen, die das Land zum Energieland werden lassen. Unternehmen, qualifizierte Fachkräfte und wissenschaftliche Forschungsstätten werden konkret angesprochen, die Region im Hinblick auf Zukunftsenergien voranzubringen.

Erklärte Ziele sind:

- Die rationelle Umwandlung und Verwendung von Energie sollen ausgebaut, alle Möglichkeiten der Energieeinsparung sollen ausgeschöpft werden.
- Die Entwicklung, Demonstration und Markteinführung erneuerbarer Energiequellen wird offensiv vorangetrieben.
- Die heimische Stein- und Braunkohle soll so umwelt- und klimaverträglich wie möglich genutzt werden.

Zur Umsetzung dieser Ziele wurden Arbeitsgruppen, wie Geothermie, Kraft-Wärme-Kopplung oder auch die Arbeitsgruppe dezentrale Energiesysteme, geschaffen

Die AG **Biomasse** befasst sich mit dem großen technischen und wirtschaftlichen Potential der Biomasse, das entscheidend zur nachhaltigen und klimaverträglichen Energieversorgung beitragen kann. Der Energieträger wird gegliedert in:

- feste Biomasse (Waldholz, Produktionsreste, Energiepflanzen, etc)
- flüssige Biomasse (Pflanzenöl, Biodiesel, Ethanol, Syn-/Sunfuels, etc.)
- gasförmige Biomasse (Biogas, Holzgas, Klärgas, etc.)

Die Arbeitsgruppe bietet ein kompetentes Forum für den Austausch von Erfahrungen und innovative Ansätze rund um das Thema der energetischen Nutzung von Biomasse.

Um die Potentiale im Bereich der Biomasse zu erschließen, gilt es, die Akteure im Biomassebereich zu mobilisieren und konkrete Projekte zu initiieren. Zu den Projekten zählen u.a. der Blauer Turm (Herten) oder RegioÖl.

#### **4.2. Abschätzung möglicher Betriebsformen von Biomasseprojekten**

Bei der Überlegung zur Betriebsform geht entscheidend die Haftungsfrage und die erforderliche Finanzierung ein. Für die vorgestellten Anlagenvarianten wird sich die Betriebsform GmbH als sinnvollste Form darstellen. Die Finanzierung ist je nach Kapitalkraft von Einzelunternehmern oder durch einen Zusammenschluss von Beteiligten möglich. Um die Risiken für die finanzierenden Banken, den Anlagenbetreiber und die beteiligte Landwirtschaft bzw. den Landhandel "unter einen Hut" zu bringen, hat sich das folgende Modell als für alle Beteiligten interessante Variante dargestellt:

- Es wird eine Betreibergesellschaft (GmbH&CO KG) gegründet.
- Die Gesellschafter bringen 30 % des Anlagenkapitals auf.
- Die restlichen 70 % werden über Banken und mit öffentlichen Mitteln auf 10 -20 Jahre finanziert.
- Die Biomasselieferanten sind vorzugsweise an der Gesellschaft beteiligt.
- Es wird ein Preisfenster auf heutiger Basis für die für 10 Jahre zu liefernde Biomasse festgelegt, deren Werte nicht über- oder unterschritten werden dürfen. Der untere Preis legt den von der Landwirtschaft benötigten Mindestpreis fest (Produktionskosten frei Anlage). Der obere Preis legt die Grenzkosten für einen wirtschaftlichen Betrieb der Biomasseanlage fest. Der aktuelle Marktpreis wird Basiswert für einen über eine festzulegende Preisformel zu bestimmenden Abrechnungswert, der die jährlichen Preissteigerungen ausgleicht.
- Die Gesellschaft schüttet die erwirtschafteten Gewinne, nach Abzug aller Kosten, entsprechend der Beteiligung an die Gesellschafter aus.

Die Gesellschaft betreibt die Anlage mit eigenem Personal (Arbeitsplätze mit zusätzlichen Aushilfen an Wochenenden, Krankheitstagen und Urlaubstagen). Die Betriebsführung wird einschließlich der technischen Leitung, Buchhaltung und Abrechnung mit landwirtschaftlichen Betrieben, Strom- und Wärmeabnehmern durchgeführt. Eine Vergabe der Leistungen an einen Betreiber mit Erfolgsbeteiligung ist möglich.

## **5. Förderprogramme für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe in der Energieversorgung**

### **5.1. Bundesförderprogramme**

#### **5.1.1. Marktanreizprogramm**

Das Marktanreizprogramm (MAP) fördert schwerpunktmäßig die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung, daneben mit deutlich niedrigerem Volumen und Anzahl auch den Einsatz von Photovoltaikanlagen in Schulen und die Erweiterung, Reaktivierung oder Sanierung von Wasserkraftanlagen. Zweck des Programms ist es, über den Einsatz erneuerbarer Energien die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu verringern und die Emission von Treibhausgasen zu mindern. Über die beschleunigte Markteinführung sollen implizit auch die Kosten der Nutzung erneuerbarer Energien gesenkt werden. Bestimmte quantitative Ziele, wie sie beispielsweise im EEG oder im "100.000-Dächer-Programm" formuliert wurden, existieren beim MAP nicht.

Das MAP trat zum 1.9.1999 als Nachfolger des so genannten "100-Millionen-Programms" des Bundeswirtschaftsministeriums in Kraft. Verbunden damit war eine erhebliche Ausweitung des Fördervolumens, so dass Förderanträge weit besser als im Vorgängerprogramm befriedigt werden konnten und können. Das zur Verfügung gestellte Finanzvolumen orientiert sich dabei an den zusätzlichen Einnahmen aus der Stromsteuer auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Rahmen der ökologischen Steuerreform.

Das MAP hatte von vorneherein seinen Fokus auf die Förderung von Wärme aus erneuerbaren Energien. Die Richtlinien, welche Techniken in welchem Umfang gefördert werden, sind seit Bestehen des Programms mehrmals angepasst worden.

#### **5.1.2. Agrarinvestitionsförderungsprogramm (AFP-Förderung)**

Das Land Nordrhein-Westfalen gewährt nach Maßgabe dieser Richtlinien und der Verwaltungsvorschrift (VV) zu § 44 Landeshaushaltsordnung (LHO) sowie der Verordnung (EG) Nr. 1257/1999 Zuwendungen für investive Maßnahmen in landwirtschaftlichen Betrieben zur Unterstützung einer wettbewerbsfähigen, nachhaltigen, umweltschonenden, tiergerechten und multifunktionalen Landwirtschaft, die insbesondere zur Stabilisierung und Verbesserung der landwirtschaftlichen Einkommen sowie zur Verbesserung der Lebens-, Arbeits- und Produktionsbedingungen beitragen.

Gefördert werden Maßnahmen zur umweltverträglichen Energiegewinnung aus erneuerbaren Energiequellen zur Schaffung zusätzlicher Einkommen im Rahmen der Diversifizierung landwirtschaftlicher Einkommensquellen. Hierunter fallen Biomasse- und Biogasanlagen. Ebenfalls wird die Anschaffung von Maschinen und Geräten für den Anbau nachwachsender Rohstoffe gefördert, soweit diese eine angemessene Auslastung gegebenenfalls im überbetrieblichen Einsatz erreichen.

Gefördert werden Unternehmen der Landwirtschaft unbeschadet der gewählten Rechtsform.

Bei Biogasanlagen ab einem Investitionsvolumen von 50.000 € zzgl. MWSt wird neben einem Zuschuss für besondere Anforderungen an die Landwirtschaft ein Zinszuschuss gewährt.

Der Zuschuss für besondere Anforderungen an die Landwirtschaft beträgt bis zu 9 % des förderfähigen Investitionsvolumens ohne Betreuergebühr, bis zu maximal 27.000 €.

Der Zinszuschuss für ein mindestens 20jähriges Darlehen beträgt bis zu 27 % des förderfähigen Investitionsvolumens.

## 5.2. Landesförderprogramme

### 5.2.1. Das REN-Programm NRW

**Das Programm wird zur Zeit von der Landesregierung überarbeitet. Bis zur Verabschiedung ist keine Antragstellung möglich.**

Das Land Nordrhein-Westfalen fördert im Rahmen des Programms „Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen“ (REN-Programm) Investitionsvorhaben nach Maßgabe dieser Richtlinie und der Verwaltungsvorschriften (VV) zu § 44 Landeshaushaltsordnung (LHO) durch Zuwendungen, um die Markteinführung in Frage kommender Techniken zu beschleunigen (Breitenförderung).

Unter diesem Programm werden auch Biomasse- und Biogasanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung mit Netzanbindung berücksichtigt.

Zuwendungsempfänger und Antragsberechtigt sind:

- Natürliche Personen
- Juristische Personen
- Kleine und mittlere Unternehmen nach der Definition der Europäischen Union (Amtsblatt der EU Nr. L 010 vom 13.01.2001 Seiten 33 - 42)
- Die Förderung erstreckt sich auf Vorhaben innerhalb des Landes Nordrhein-Westfalen.
- Es werden nur Vorhaben gefördert, mit denen vor der Bewilligung noch nicht begonnen worden ist.

#### **Umfang und Höhe der Förderung:**

- Der Fördersatz beträgt 15 % bis zu einem Höchstbetrag von 90.000 € beziehungsweise 150.000 € bei einer Wärmenutzung von mindestens 30 % durch Dritte.
- Bei Biomasse-/Biogasanlagen mit zuwendungsfähigen Ausgaben von 500.000 € bis 1,5 Mio. € kann die Förderung als Zuschuss oder zinsgünstiger Kredit gewährt werden.
- Bei Vorhaben mit zuwendungsfähigen Ausgaben über 500.000 € kann der zinsgünstige Kredit bis zu 50 % der zuwendungsfähigen Ausgaben betragen (Obergrenze). Der Zinssatz liegt für den Endkreditnehmer bis zu 5 Prozentpunkte unter dem durchschnittlichen Zinssatz für Hypothekenkredite mit einer Laufzeit von zehn Jahren. Der Zins wird zum Zeitpunkt der Zusage festgesetzt. Die Laufzeit des Kredites beträgt zehn Jahre bei einem tilgungsfreien Jahr. Der Kredit ist in neun gleichen Jahresraten zu tilgen.
- Die Kumulation von Zuschüssen, die im Rahmen dieser Richtlinie bewilligt werden, mit anderen staatlichen Subventionen ist nicht zulässig, wenn sie aus Programmen des Landes Nordrhein-Westfalen (insbesondere aus dem Agrarinvestitions-Förderungsprogramm-AFP) stammen.

### **5.2.2. Holzabsatzförderrichtlinie – Hafö**

Fördergeber: Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen

Die Hafö dient der Förderung zur strukturellen Verbesserung der Verarbeitungs- und Vermarktungsbedingungen forstwirtschaftlicher Erzeugnisse und zur Verbesserung des Einsatzes von Holz bei der energetischen Verwertung.

Fördergegenstände sind Maßnahmen zur strukturellen Verbesserung der Verarbeitungs- und Vermarktungsbedingungen. Hierzu zählen: Vorarbeiten, Analysen, Holzlager, Holzernte, Produktverarbeitung, Datenerfassung, Transportlogistik, Rohstoffbereitstellung und Holzvermarktungsorganisationen.

Zudem sind Maßnahmen zur Verbesserung zum Einsatz von Holz bei der energetischen Verwertung Gegenstand der Förderung. Hierzu zählen: Vorarbeiten, Analysen, gutachterliche Stellungnahmen und Erhebungen, Investitionen für Errichtung bzw. Erwerb von automatisch beschickten und geregelten Feuerungsanlagen. Bevorzugt wird der Einsatz von Waldholz sowie KWK-Anlagen gefördert.

Förderbedingungen:

- Einsatz von Waldholz bzw. naturbelassenem Rest- und Altholz, Landschaftspflegematerial
- Einhaltung der Grenzwerte im Abgas
- Der ggf. zu erwartende Anteil von Hölzern aus der Landschaftspflege und naturbelassenen Pflanzen und Pflanzenteilen aus der landwirtschaftlichen Produktion darf 25 % der Gesamtbrennstoffmenge/Jahr nicht überschreiten. Bei einem höheren Anteil verringert sich der Zuwendungsbetrag entsprechend. Gefördert werden Anlagen mit einer thermischen Leistung bis zu 5 MW.

### **5.2.3. Förderprogramm für Modellprojekte von Fahrzeugflotten der öffentlichen Verwaltungen**

Mit maximal 80 % unterstützt das Umweltministerium die Umrüstung von Fahrzeugen, die auf den Betrieb mit Bioethanol oder reinem Rapsöl ausgerichtet sind. Solche städtischen Flotten sind nicht auf ein bundesweit flächendeckendes Netz von Tankstellen angewiesen, sondern "übernachten" meist im eigenen Betriebshof mit eigener Tankstelle. Die Treibstoffversorgung der Fahrzeuge mit Bioethanol (E85) bzw. mit reinem Rapsöl kann über die eigenen Betriebstankstellen erfolgen. Das Umweltministerium beteiligt sich mit bis zu 80 % an den Beratungskosten, an der Umrüstung bzw. an den eventuellen Mehrkosten bei der Neuanschaffung der Fahrzeuge und an der Errichtung oder Umrüstung der Betriebstankstellen.

## 6. Zusammenfassung und Ausblick

Die verfügbaren Biomassen und verfügbaren Technologien lassen eine grobe Bewertung der möglichen Projekte im Rhein-Erft-Kreis zu. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die verfügbaren Biomassen und Stilllegungsflächen nur einmal zu vergeben bzw. zuzuordnen sind. Auch parallel laufende Fremdplanungen von Anlagen auf Biomasse-Basis, die nicht öffentlich bekannt, sollten in die Überlegungen eingebunden werden. Eine Sicherstellung der Verfügbarkeit der benötigten Biomassen für die geplante Anlagenlaufzeit ist deshalb entscheidend. Die Interessen der Landwirtschaft sind dabei zu berücksichtigen, die sich nach den geführten Gesprächen wie folgt darstellen:

- Alternative Absatzwege für Produkte nach dem Fall der Zuckermarktordnung
- Energieprodukte anstatt Lebensmittel (Energiewirt)
- Eigene Strom- und Wärmeversorgung
- Eigene Kraftstoffherzeugung für landwirtschaftliche Fahrzeuge.

Eine weitere Voraussetzung eines wirtschaftlichen Betriebes der vorgesehenen Anlagen ist die möglichst kontinuierliche Wärmenutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Abwärme. Dies erlaubt erst den in den Jahreskostenrechnungen berücksichtigten KWK-Bonus.

Eine ausschließliche lokale Lösung (Einzelanlage mit daneben angeordnetem externen Wärmeabnehmer) ist in den meisten Fällen nicht vorhanden. Große Wärmeverbraucher sind in vielen Fällen aber in kommunaler Hand verfügbar. Die Lage dieser Verbraucher erlaubt aber meistens keine Platzierung der Biomasseanlage in unmittelbarer Nähe. Kleine Nahwärmeinseln sind aber durchaus realisierbar. Gespräche mit den Kommunen stellen die kommunalen Interessen wie folgt dar:

- Mehr Unabhängigkeit von Energiepreiserhöhungen (Strom, Gas und Wärme)
- Sicherheit der Energieversorgung (Investor, Betreiber, Versorgungswege, Anlagen)
- Keine Kosten für den Haushalt und Beibehaltung von Konzessionsabgaben
- Attraktivität für Bürger (keine Belästigungen, Preisvorteile, Beteiligungsmöglichkeiten)
- Gewerbesteuer durch Einbindung der Handwerksbetriebe in Betreibergesellschaft
- Gewerbesteuer durch Einbindung der landwirtschaftlichen Betriebe in Rohstoffversorgung.

Grundsätzlich sind alle Beteiligten an einer gesicherten, preiswerten und umweltfreundlichen Energieerzeugung interessiert. Es gilt also einen für alle Beteiligten interessanten Weg aufzuzeigen, um das gemeinsame Ziel zu erreichen.

Erforderliche Randbedingungen aus Anlagenbetreiber- und Verbrauchersicht stellen sich wie folgt dar:

- Heizkosten sollten günstiger sein als heute oder zumindest weniger stark steigen.
- Der Betreuungsaufwand für die Heizanlagen sollte nicht steigen.
- Kostenneutralität für Kommunen muss gewährleistet werden (bei Contracting möglich).
- Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung ist notwendig um Projekte wirtschaftlich betreiben zu können (gilt bei Stromerzeugung).
- Wärmeschwerpunkte sind überwiegend in kommunaler Hand und müssen zur Nutzung zur Verfügung gestellt werden (z.B. Rathäuser, Hallen- und Freibäder, Schulzentren, Krankenhäuser, Wohnheime, Einkaufszentren, Hochhäuser und umliegende Gebäude, Neubaugebiete und Siedlungsgebiete älter 15 Jahre).
- Kommunen müssen den neuen Weg wollen und durchhalten (Agenda 21). Hilfreich wäre hier evtl. eine KWK-Satzung oder Selbstverpflichtung mit folgenden möglichen Randbedingungen:
  - Wärmenutzung aus Biomasse-Verbrennung oder Kraft-Wärme-Kopplung als Ziel der Stadt formulieren
  - Nahwärmenetze müssen von der Kommune als Energieversorgung bevorzugt werden
  - BHKW-Platz für Neubaugebiete ausweisen
  - Wärmewege müssen im Besitz der Stadt bleiben
  - Wärmeanlagen werden als Investorenprojekte erstellt (Alternative Projektfinanzierung über **Bürgerfonds**)
  - Betrieb der Anlagen erfolgt durch eine Betreibergesellschaft (Beteiligung von Handwerksbetrieben und Stadt).

Als erste Einschätzung, auf Basis der verfügbaren Biomassen, erscheinen folgende Anlagen denkbar:

- 4-5 Biogasanlagen evtl. mit Gaseinspeisung in das öffentliche Netz
- 1-2 Rapsölmühlen mit Biodieselaufbereitung
- 1-2 Stroh/Holzpelletanlagen
- Div Lokale Stroh- oder Strohpellet-Verbrennungsanlagen
- 0-1 Ethanolanlage auf Zuckerrübensaft-Basis
- 1 Holzvergaseranlage, erweiterbar mit Methanolsynthese oder 2 - 3 kleinere Holzvergaser-Anlagen

Geht man davon aus, dass die mögliche Ethanolanlage nur gemeinsam mit der Zuckerfabrik realisierbar ist und die möglichen Biogasanlagen bereits von seiten der Landwirtschaft, der Stadtwerke Aachen und RheinEnergie in Planungsüberlegungen sind, bleiben die Strohverbrennungsanlagen, die Biodieselanlagen, die Pelletanlagen und die Holzvergaseranlagen als prioritäre Systeme für weitere Betrachtungen.

## **Mögliche Projekte mit Standortüberlegungen**

### **Projekt 1 - Pelletanlage**

Nach erster Durchsprache mit der Kreisverwaltung wäre eine Pelletanlage auf dem Gebiet der Stadt Erftstadt denkbar:

- Standort könnte das Gelände der Gymnicher Mühle, die im Besitz des Mühlenvereins ist, sein.
- Als Rohstoff muss Stroh von den umliegenden Landwirten und alternativ (oder zusätzlich) Holz des Forstamtes langfristig gesichert werden. Bei Einsatz von Grünschnitt der Kommunen ist evtl. eine Vorsortierung und Trocknung notwendig, was im Rahmen einer weiterführenden Untersuchung zu klären ist.
- Als Absatzweg für die hergestellten Pellets sind Heizungen erforderlich. Als Grundlast wären die kommunalen Gebäude der umliegenden Städte und weitere Immobilien wie das Schloss Türnich und das Schloss Gymnich denkbar.
- Alle Heizungen sollten als Zusatzheizungen installiert werden und mit Holz- oder Strohpellets betrieben werden können.

### **Randbedingungen für eine Dimensionierung**

Die Durchsatzleistung für die Pelletpresse ist abhängig von der geplanten Absatzmenge, die wiederum von den vertraglich zu bindenden Heizungsanlagen abhängt.

Geht man von folgenden Verbrauchern aus,

Wärmebedarf Verbraucher Stadt Erftstadt	5.000 MWh/a
Wärmebedarf Verbraucher Stadt Kerpen	4.000 MWh/a
Wärmebedarf Verbraucher Stadt Bergheim	4.000 MWh/a
Wärmebedarf Verbraucher Schloss Türnich	500 MWh/a
Wärmebedarf Verbraucher Schloss Gymnich	400 MWh/a
Wärmebedarf Gymnicher Mühle	100 MWh/a
Wärmebedarf von 100 Einfamilienhäusern, die über den Landhandel oder im Direktverkauf versorgt werden können, wären zusätzlich	2.000 MWh/a

ergibt sich eine absetzbare Brennstoffmenge von ca. 4.000 t/a. Eine passende Pelletpresse hätte einen Durchsatz von 0,7 t/h bei der angenommenen Betriebsweise von 24 Stunden pro Tag bei 5 Tagen pro Woche und 46 Wochen pro Jahr.

### **Investitionen**

Unter Zugrundelegung folgender Randbedingungen wird eine Kostenschätzung für den vorgeschlagenen Standort durchgeführt:

Das Investitionsbudget für die Anlage wird auf ca. 450 T€ geschätzt. Darin enthalten ist das Engineering, die Errichtung und die Inbetriebnahme der gesamten Anlage. Nicht enthalten sind Kosten für das Grundstück, die Erschließung, das Gebäude, Transportfahrzeuge und evtl. Trocknungsanlagen.

Die Rentabilität einer Anlage in der beschriebenen Größe ist nur bei geringen Personalkosten erreichbar.



## **Projekt 2 - Holzvergasungsanlage**

Eine Großanlage mit 8 MW Brennstoffleistung ist nur mit NaWaRo-Brennstoff und kontinuierlicher Wärmenutzung wirtschaftlich zu betreiben.

Die Holzversorgung wurde zu einem Drittel vom Forstamt Bonn zugesagt. Weitere Mengen wurden in Abhängigkeit der verfügbaren Bündlertechnologie in Aussicht gestellt. Die restlichen Mengen wären auf Grünschnitt-Basis von den Kommunen zu erhalten, wobei sicherzustellen ist, dass die Mengen als NaWaRo und nicht als Abfall behandelt werden.

Als Standort mit Wärmenutzung kommt als Abnehmer z.B. ein Fernwärmenetz-Betreiber in Frage. Da zum Betrieb der Anlage auch entsprechend geschultes Personal erforderlich ist, scheint der Standort in Hürth-Knapsack als geeignet.

Die Wärmeeinspeisung von 4 MW sollte im Stadtwerkenetz ganzjährig möglich sein und die Firma InfraServ wäre als möglicher Betreiber interessiert.

Die Investitionskosten betragen, wie in der Untersuchung beschrieben, ca. 11.064 T€. Da die aktuell in Güssing betriebene Anlage auf Waldhackschnitzel arbeitet, ist von einer Anpassung der Anlage auf das beschriebene Kronenholz und Grünschnitt erforderlich. Eine entsprechende Förderung dieser Anpassung wurde zugrunde gelegt.

Die Flexibilität der Umstellung der Anlage auf einen hohen Wasserstoff-Anteil im Synthesegas spricht zusätzlich für den ausgewählten Standort, der beim Einstieg in die Wasserstoffnutzung bereits gute Voraussetzungen dafür mitbringt.

### **Projekt 3 - Biodieselanlage mit Rapsölmühle**

Die Untersuchung hat gezeigt, dass eine Rapsmühle mit passender Biodieselanlage eine Kapazität von ca. 600 t/a Rapsöl bzw. 600.000 Liter Biodiesel hat.

Der Rohstoff Raps muss von den umliegenden Landwirten bzw. von dem eingeschalteten Landhandel langfristig gesichert werden. Da das Material getrocknet werden muss, ist der Weg über den Landhandel von Vorteil, da dort Trocknungsanlagen und Lagertanks vorhanden sind.

Als Absatzweg für den Biodiesel wären die Landwirtschaft bzw. die Maschinendienstleister ein geeigneter Weg. Als Einzugsgebiet für den Biodieselabsatz wären, bei dem zugrundeliegenden Verbrauch für die Bewirtschaftung von 140 Liter/ha, etwa 5.000 ha zu sehen. Die Landmaschinen müssen für den Einsatz von Biodiesel geeignet sein.

Da im Rhein-Erft-Kreis auch die Logistik-Branche stark vertreten ist, wäre auch dieser Absatzweg, z.B. eine große Spedition, denkbar.

Wie schon in der Studie dargestellt, sind nur gemeindeübergreifende Standorte sinnvoll. Unter Berücksichtigung der geplanten und bereits beschriebenen Projekte wäre ein Standort auf der Linie Bedburg/Elsdorf/Bergheim/Kerpen geeignet, der sich im Wesentlichen aus den noch zu ermittelnden interessierten Lieferanten und Abnehmern ergeben wird.

Eine Platzierung in Richtung Neuss scheint wegen der dort existierenden großen Ölmühlen als nicht sinnvoll, es sei denn, es soll direkt auf Rapsöl zugegriffen werden.

Die Investitionskosten für die kombinierte Anlage liegen bei ca. 800 T€.

Eine Investitionsentscheidung wird von der zurzeit als Entwurf vorliegenden neuen Besteuerungsgrundlage für Rapsöl (15 ct/Liter) und Biodiesel (10 ct/Liter) abhängen. Diese Besteuerung wird den Anreiz für die Verwendung dieser Treibstoffe (günstigere Preise) verringern.

## 7. Quellen

Agrarministerkonferenz, 4. März 2005; Vorläufiges Ergebnisprotokoll, TOP 4.2.

Bundesministerium Für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft, 2005:

Bandi, E. und V. Specht, 2004: Gewinnung von Methanol aus Biomasse. Expertise im Auftrag der Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V..

Breitschuh, 2004: KTBL Tage-2004: Die Landwirtschaft als Energieerzeuger – Wo liegen die Chancen?

Dreier, Th. und P. Tzscheuschler, 2001: Ganzheitliche Systemanalyse für die Erzeugung und Anwendung von Biodiesel und Naturdiesel im Verkehrssektor. Bayer. Staatsmin. Für Landwirtschaft und Forsten. Gelbes Heft 72

Fortschrittsbericht 2004, Perspektiven für Deutschland: Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung

Heck, P., Hoffmann, D. und B. Wern, 2004: Studie zur Weiterentwicklung der energetischen Verwertung von Biomasse in Rheinland-Pfalz. Institut für angewandtes Stoffstrommanagement.

Ifo, 2002: Gesamtwirtschaftliche Bewertung des Rapsanbaus zur Biodieselproduktion in Deutschland. Institut für Wirtschaftsforschung München, Sonderdruck.

Isermeyer, F., W. Kleinhanß, F. Offermann, J. Riedel, A. Gocht, B., Küpker, B., Osterburg und U. Sommer.; 2005: Vergleichende Analyse verschiedener Vorschläge zur Zuckermarktordnung – Eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft; Landbauforschung Völkenrode Sonderheft 282.

Remmele, E., 2004: Qualität von Rapsölkraftstoff. In: Die Landwirtschaft als Energieerzeuger. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL).

Kaltschmitt, M., Merten, D., Fröhlich, N. und M. Nill (2003): Energiegewinnung aus Biomasse. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003, Berlin, Heidelberg.

KTBL-Schrift 420, Münster Landwirtschaftsverlag, 113-141.

Rathbauer, J., : Pflanzenöl als Treibstoff. Umweltgespräche: Bioenergie - Chance für eine Nachhaltigkeit

Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen, 2004: Zahlen zur Landwirtschaft in Nordrhein-Westfalen

Landwirtschaftlicher Informationsdienst Zuckerrübe , 2001: Zuckerrüben – Krankheiten und Schäden. Und mdl. Informationen

Lexikon der Landwirtschaft, 1995: Dr. Alsing 3. Auflage, München, Wien, Zürich, BLV Verlagsgesellschaft.

Matrixbericht der Bundesregierung, 2004: Bericht der Unterarbeitsgruppe „Kraftstoffmix“ zum „Matrixprozess“. Berlin, November 2004

Meilensteine der Agrarpolitik. Umsetzung der europäischen Agrarreform.

Rheinischer Rübenbauernverband e.V.: mündliche Informationen

Schmitz, N. 2004: Stand und Perspektiven von Bioethanol in Deutschland – im europäischen und globalen Kontext. KTBL -Tage 2004 Osnabrück

Schmitz, N., 2003: Bioethanol in Deutschland. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 21.

Schrimppf, E., 2005: Biodiesel oder Pflanzenöl? Zur Frage der besseren Treibstoffstrategie. Equilibrius - Ökologische Alternativen

Stotz, K. und E. Remmele, 2005: Daten und Fakten zur dezentralen Ölgewinnung in Deutschland. Berichte aus dem TFZ 3.

Wagner, U. und R. Igelspacher, 2003: Ganzheitliche Systemanalyse zur Erzeugung und Anwendung von Bioethanol im Verkehrssektor. Kurzfassung

Wetter, C. und E. Brüggling, 2004: Leitfaden zum Bau einer Biogasanlage Bd. 1-4. Fachhochschule Münster.

Verein der Zuckerindustrie: [www.zuckerwirtschaft.de](http://www.zuckerwirtschaft.de)

[www.maiskomitee.de](http://www.maiskomitee.de)

[www.dekalb.de](http://www.dekalb.de)

**Hinweis:**

Die in den technischen Beschreibungen verwendeten Grafiken und Zeichnungen können urheberrechtlich geschützt sein. Eine Veröffentlichung dieser Studie darf deshalb nur für interne Zwecke oder nach Freigabe durch den Urheber erfolgen.

8. Anhang 1



**Beispielhafte Liste von Stoffen, die zum Bezug des NawaRo-Bonus berechtigen**

(Diese Liste ist nicht rechtsverbindlich und nicht vollständig)

Stand Januar 2005

Quelle: Fachverband Biogas e.V. in Zusammenarbeit mit der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Institut für Agrarökonomie, München

Positivliste	Negativliste
<b>Kot und/oder Harn</b>	
<p>Kot und/oder Harn einschließlich Einstreu von <u>Nutztieren</u>, vom eigenen landwirtschaftlichen Betrieb oder von anderen landwirtschaftlichen Betrieben, sofern nach Ansicht der zuständigen Behörden keine Gefahr der Verbreitung einer schweren übertragbaren Krankheit besteht.</p> <p><u>Nutztiere</u> sind Tiere die von Menschen gehalten, gemästet oder gezüchtet und zur Erzeugung von Lebensmitteln (wie Fleisch, Milch und Eiern) oder zur Gewinnung von Wolle, Pelzen, Federn, Häuten oder anderen Erzeugnissen tierischen Ursprungs genutzt werden.</p> <p><u>Nutztiere sind dementsprechend:</u>                      Rinder, Schweine, Schafe, Ziegen, Geflügel, ...</p>	<p>Kot und/oder Harn einschließlich Einstreu von <u>Heimtieren</u>.</p> <p><u>Heimtiere</u> sind Tiere von Arten, die normalerweise von Menschen zu anderen Zwecken als zu landwirtschaftlichen Nutzzwecken gefüttert und gehalten, jedoch nicht verzehrt werden.</p> <p><u>Heimtiere sind dementsprechend:</u>                      Pferde, Zoo- und Zirkustiere, ...</p>
<b>Schlempe</b>	
<p>Schlempe aus einer <u>landwirtschaftlichen Brennerei</u>, für die nach § 25 des Gesetzes über das Branntweinmonopol keine anderweitige Verwertungspflicht besteht.</p> <p><u>Landwirtschaftliche Brennereien</u> können als Einzelbrennerei oder als Gemeinschaftsbrennerei betrieben werden.</p> <p>Eine Einzelbrennerei muss folgende Bedingungen erfüllen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Die Brennerei muss mit einem landwirtschaftlichen Betrieb verbunden sein (Brennereiwirtschaft). Brennerei und Landwirtschaft müssen für Rechnung desselben Besitzers betrieben werden.</li> <li>- In der Brennerei dürfen nur Kartoffeln und Getreide verarbeitet werden.</li> <li>- Die Rückstände des Brennereibetriebes müssen restlos an das Vieh der Brennereiwirtschaft verfüttert werden. Aller Dünger, der während der Schlempefütterung anfällt, muss auf den Grundstücken der Brennereiwirtschaft verwendet werden. Die Verpflichtung zur Schlempe- und Düngerverwertung entfällt, wenn in der Brennerei während des Betriebsjahres überwiegend Rohstoffe verarbeitet werden, die selbstgewonnen sind.</li> </ul> <p>Für Gemeinschaftsbrennereien gelten sinngemäß dieselben Bedingungen.</p>	<p>Schlempe aus nicht landwirtschaftlichen Brennereien und Bioethanolfabriken.</p>

**Anhang 1**



<b>Pflanzen oder Pflanzenbestandteile,</b> die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben anfallen	
<p><u>Ganzpflanzen</u>, die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden.</p> <p>In Form von Grüngut, Silage oder Trockengut können dies sein:                      Der Aufwuchs von Wiesen und Weiden, Ackerfutterpflanzen einschließlich als Ganzpflanzen geerntete Getreide, Ölsaaten oder Leguminosen, ... Nicht aufbereitete Gemüse, Heil- und Gewürzpflanzen, Schnittblumen, ...</p>	<p><u>Ganzpflanzen</u>, die einer weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden.</p> <p>Beispiele dafür sind:                      Gemüse, Heil- und Gewürzpflanzen, Schnittblumen, die zur weiteren Vermarktung getrocknet wurden, aussortierte Kartoffeln.</p>
<p>Pflanzenbestandteile, die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden.</p> <p>In Form von Grüngut, Silage oder Trockengut können dies sein:                      Körner, Samen, Corn-Cob-Mix, Knollen, Rüben, Obst, Gemüse, ....                      Kartoffelkraut, Rübenblätter, Stroh, ....</p>	<p><u>Pflanzenbestandteile</u>, die einer weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden.</p> <p>Beispiele dafür sind:                      Getreideabputz, Rübenkleinteile und Rübenschnitzel als Nebenprodukt der Zuckerproduktion, Gemüseabputz, Kartoffelschalen, Pülpe, Treber, Trester, Presskuchen, Extraktionsschrote ...</p>
<b>Pflanzen oder Pflanzenbestandteile,</b> die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen (auch bei Gemeinden o.ä.)	
<p>Beispiele sind Grünschnitt aus der Landschaftspflege, kommunaler Grasschnitt, Grünschnitt von Golf- und Sportplätzen sowie Privatgärten, u.ä..</p>	