

## Polygeneration Bruck/Leitha

Produktion alternativer Treibstoffe, Wärme, Strom &  
nichtenergetischer Produkte unter Berücksichtigung der  
Optimierung der Gesamtenergiebilanz sowie der Materialflüsse

A. Friedl et al.

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**77/2006**

**Impressum:**

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

# Polygeneration Bruck/Leitha

Produktion alternativer Treibstoffe, Wärme, Strom & nichtenergetischer Produkte unter Berücksichtigung der Optimierung der Gesamtenergiebilanz sowie der Materialflüsse

A.o. Univ.Prof. Dr. Anton Friedl  
DI Martin Pfeiffer, DI Dr. Walter Wukovits  
*TU Wien, Institut für Verfahrenstechnik*

DI Gerhard Danzinger, *Biogas Bruck/Leitha GmbH*  
DI Matthias Pober, *FWG Bruck/Leitha GmbH*  
DI Matthias Pober, *Windpark Bruck/Leitha GmbH*  
Dr. Georg Beckmann, *Technisches Büro Dr. Georg Beckmann*  
DI Michael Hanneschläger, *Energiepark Bruck/Leitha*  
DI Martina Prechtel, *Energiepark Bruck/Leitha*

Wien, September 2005

**Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie**



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage [www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at](http://www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at) und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



# Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	1
2 Analyse der aktuellen Situation und der Erfordernisse zur Bioethanolproduktion	3
2.1 Die Region Auland Carnuntum	3
2.1.1 Erneuerbare Energie - Produktionsanlagen in der Region Auland Carnuntum	4
2.1.2 Erneuerbare Energieproduktionsanlagen in Bruck/Leitha	5
2.2 Rohstoffbewertung	8
2.2.1 Zuckerhaltige Rohstoffe	8
2.2.2 Stärkehaltige Rohstoffe	9
2.2.2.1 Getreide als Rohstoff (Weizen, Roggen, Gerste, Triticale)	10
2.2.2.2 Mais als Rohstoff	12
2.2.2.3 Kartoffel als Rohstoff	13
2.2.2.4 Topinambur als Rohstoff	13
2.2.3 Lignozellulosehaltige Rohstoffe	13
2.2.4 Flächenbedarf zur Bioethanolproduktion	14
2.3 Rohstoff- und Reststoffmanagement	14
2.3.1 Methodik der Datenanalyse	15
2.3.2 Rohstoffaufbringung – Energiepflanzenproduktion auf Stilllegungsflächen	15
2.3.3 Düngemanagement / Reststoffentsorgung	17
2.3.3.1 Auswahl der Düngeobergrenzen (nach ÖPUL-Förderrichtlinie)	17
2.3.3.2 Einstufung der Düngeobergrenzen (nach den Öpul-Förderrichtlinie)	17
2.3.3.3 Erkenntnisse zur Ausbringung der Reststoffe	18
2.4 Kombination der Produktion von Ethanol, Biogas und DDGS – aus ökologischer und ökonomischer Sicht	18
2.4.1 Materialflüsse	18
2.4.2 Nebenprodukte und ihre Verwertung	19

2.4.3 Überprüfte Szenarien	20
2.4.3.1 Scale of economy	20
2.4.3.2 Ethanolabsatzmarkt	20
2.4.3.3 DDGS – Markt	20
2.4.3.4 Biogasproduktion zur Verbesserung der Energiebilanz	22
2.4.3.5 Zusammenfassung der zu untersuchenden Varianten	23
3 Entwicklung und Adaptierung der Simulationsmodelle	24
3.1 Vorarbeiten	25
3.2 Programmierung und Adaptierung der IPSEpro-Objekte	26
3.3 Realisierung der Modelle für die Einzelprozesse	29
3.3.1 Bioethanolerzeugung	29
3.3.1.1 Bioethanol aus Weizen und Mais	29
3.3.1.2 Bioethanol aus Zuckerrübe	30
3.3.1.3 Ethanolfermentation	32
3.3.1.4 Ethanolaufarbeitung	34
3.3.1.4.1 Grundlagen der Ethanolaufarbeitung	35
3.3.1.4.2 Zusammensetzung der alkoholischen Maische und Ethanolspezifikation	36
3.3.1.4.3 Simulationsmodell zur Ethanolaufarbeitung	40
3.3.1.4.4 Optimierung der Ethanolaufbereitung	41
3.3.1.4.5 Simulation der verschiedenen Anlagengrößen	43
3.3.1.5 Adsorption	45
3.3.2 DDGS-Trocknung	45
3.3.3 Biogaserzeugung	48
3.3.4 Windenergie	51
3.3.5 Fernwärmeerzeugung	51
4 Anlagenverschaltung und Gesamtoptimierung	52
4.1 Randbedingungen	52
4.2 Wärmebedarf und Wärmeintegration	54
4.3 Eigenbedarfsdeckung im Bereich Prozeßwärme	59
4.4 Zusammenfassung	61
5 Wärme- und Stromerzeugung durch Biogas- und Biomassenutzung	63
5.1 Biogasdaten	64
5.2 Biogasnutzung in Gasmotoren	65
5.2.1 Basisdaten, Energiebilanz und Abwärmenutzung beim Biogasmotor	65
5.2.2 Abwärmenutzung in einem innovativen Dampfprozess	67

5.3. Biogasnutzung in einem biogasgefeuerten Dampfprozess	71
5.3.1 Biogasnutzung in Form von Prozessdampf	71
5.3.2 Biogasnutzung in einem Dampf-Gegendruckturbinenprozess	71
5.3.3 Nutzung von Biogas in einem Dampf-Entnahme / Kondensationsturbinenprozess	72
5.3.4 Nutzung in einem Dampf-Kondensations-turbinenprozess	72
5.3.5 Möglichkeiten der Anwendung des innovativen Dampfprozesses	72
5.4 Zusätzliche Dampferzeugung in einem Biomasse- (Stroh-) gefeuerten Dampfprozess	73
5.5 Verfahrensauswahl	74
5.5.1 Installationskosten	74
5.5.2 Wirkungsgrade	74
5.5.3 Best Efficiency Technology	75
5.5.4 Verbesserungspotential durch die Anwendung des innovativen Dampfprozesses	76
5.6 Schlußfolgerungen und Ausblick	77
5.6.1 Wärme- (und Strom-) Erzeugung	77
5.6.2 Verbesserungspotenzial durch innovativen Dampfprozess	77
6 Wirtschaftliche Prüfung der Anlagenvarianten	78
6.1 Methodik	78
6.2 Ergebnisse	78
7 Zusammenfassung der Ergebnisse	82
8 Schlussfolgerung und Ausblick	85
9 Literaturverzeichnis	87
10 Anhang	91
10.1 Ergänzende Informationen zum Düngemanagement	91
10.2 Ergänzende Informationen zu DDGS als Futtermittel	92
10.3 Ergänzende Informationen zur detaillierten Simulation in ASPENplus	93
10.4 Zusammenfassung der Simulationsergebnisse aus IPSEpro	97
10.5 Ergänzende Informationen zur Wärme- und Stromerzeugung durch Biogas- und Biomassenutzung	100
10.6 Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung	103



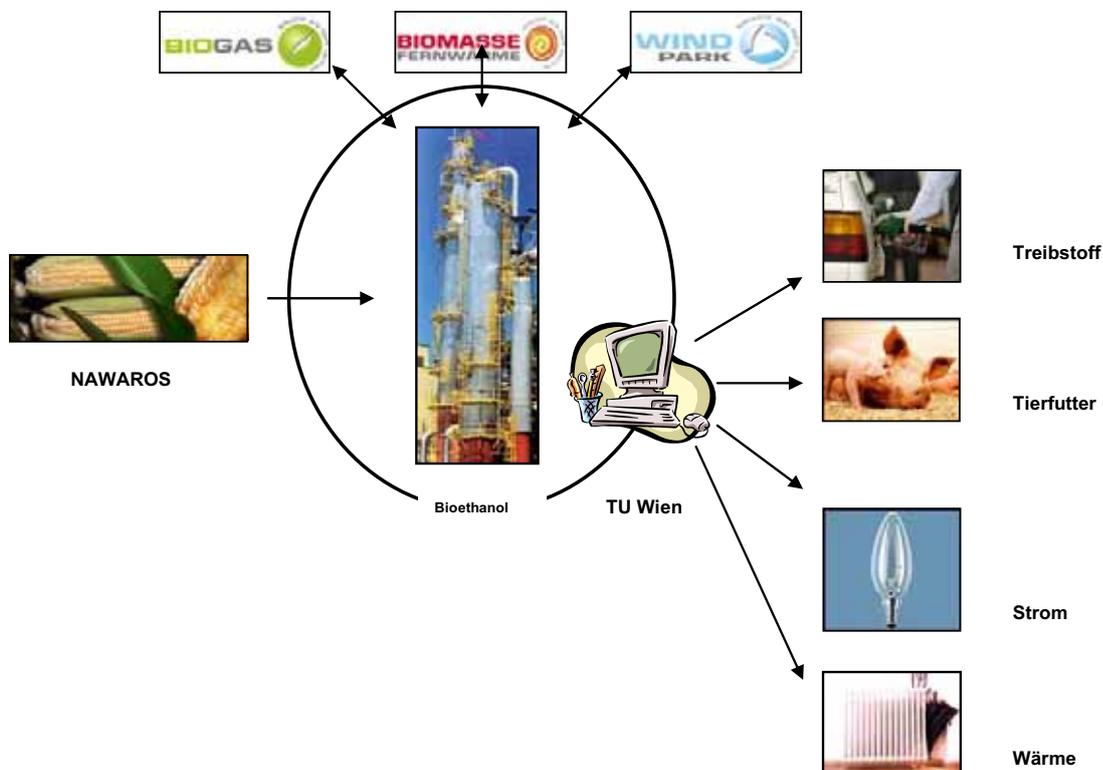
# 1 Einleitung

Der Energiepark Bruck/Leitha hat sich bei seiner Gründung 1995 das Ziel gesetzt, möglichst alle Formen Erneuerbarer Energie in die Praxis umzusetzen, und sie für die Bevölkerung zugänglich und begreifbar zu machen. Damit wollte der Verein Energiepark Bruck/Leitha die Stadtgemeinde Bruck/Leitha bei der Erreichung des Klimabündniszieles unterstützen (50% CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion bis 2010 bezogen auf das Referenzjahr 1988), sich einer 100%igen Versorgung von Bruck/Leitha aus Erneuerbarer Energie annähern und andererseits Vorbildwirkung für andere Regionen und die östlichen Nachbarn haben. Seit dem Gründungsjahr des Energieparks Bruck/Leitha wurde mit dessen Unterstützung bereits ein Biomasse Fernheizwerk (4.500 kW + 1.500 kW Kessel), 5 Windkraftanlagen mit einer Leistung von je 1,8 MW, und eine Biogasanlage (1.700 kW elektr.) errichtet. Mit diesen Projekten erreicht die Stadtgemeinde Bruck/Leitha bereits die oben erwähnten Klimabündnisziele in den Bereichen Strom und Wärme.

Diese Erfolge führten dazu, das ehrgeizige Ziel einer 100% Versorgung aus Erneuerbarer Energie auf die Region Auland Carnuntum auszuweiten, eine Region, zu der 16 Gemeinden gehören.

Ansatzpunkte: Energieeffizienz und Ersatz von herkömmlichen Energieträgern durch regenerative Ressourcen zu etablieren.

Die EU empfiehlt in einer Richtlinie aus dem Jahr 2003, dass bis zum Jahr 2005 2% des Treibstoffverbrauches aus regenerativen Treibstoffen zu stammen haben, 2010 sollen es bereits 5,75% sein. Auf nationaler Ebene soll der Anteil von 5,75% regenerativen Treibstoffen bereits bis zum Jahr 2008 erreicht werden. Sehr klar ist dabei bereits, dass zur Erfüllung der angeführten EU-Richtlinie neben der Biodieselproduktion die Bioethanolproduktion, sowie die Bio-Methan-Produktion zu forcieren ist.



**Abbildung 1** Schema EdZ-Projekt „Polygen“

Wesentlich bei der Produktion von Bioethanol ist die Optimierung der Gesamtenergiebilanz. Auch wenn die eingesetzte Technologie im Bereich der Produktion von Bioethanol bereits ausgereift und stark verbessert ist, kann die Gesamtenergiebilanz bei der Produktion von alternativem Spirit noch weitreichender dadurch verbessert werden, indem das Vorhaben optimal in die bestehenden lokalen Energiesysteme eingepasst wird und eine regionale Bereitstellung von Prozessenergie auf Basis erneuerbarer Energieträger erfolgt. Auf dieselbe Weise können auch regionale Materialeinsätze zur Energieproduktion optimiert werden. Aus diesem Ansatz heraus wurde das vorliegende Projekt Polygeneration in Bruck an der Leitha entwickelt.

## 2 Analyse der aktuellen Situation und der Erfordernisse zur Bioethanolproduktion

### 2.1 Die Region Auland Carnuntum

Die Region Auland Carnuntum (16 Gemeinden, 32.000 Einwohner) hat die gemeinsame Vision die Region zu 100% mit Erneuerbare Energie zu versorgen. In den letzten Jahren wurden in der Region bereits mehrere Windkraft- und Biomasseanlagen erfolgreich entwickelt und realisiert. Dass es sich bei der Vision 100% Erneuerbare Energie nicht um eine reine Utopie handelt, beweisen die vorliegenden Zwischenergebnisse mit derzeitigem Stand 08/2005 (**Tabelle 1**):

Die Region versorgt sich seit Beginn des Jahres 2005 im Bereich der elektrischen Energie zu 100% aus erneuerbaren Ressourcen. Im Bereich der Wärme werden derzeit 14% der benötigten Energie aus erneuerbaren Rohstoffen erzeugt. 42% der benötigten Energie im Verkehrsbereich wird aus erneuerbaren Ressourcen bereitgestellt. Der Gesamtverbrauch - Strom, Wärme und Verkehr - der Region liegt bei ca. 1,2 Milliarde kWh, wobei der Anteil von erneuerbaren Energie bereits 43% beträgt.

Auland Carnuntum ist auf dem besten Weg, seinen Energiebedarf aus regional vorhandenen Ressourcen zu decken und damit als hoch industrialisierte Region zum Vorbild für das neue Europa zu werden.

	Jahresenergieverbrauch in kWh/Jahr in AC			Produktion Erneuerbare Energie		
	Strom	Wärme	Verkehr	Strom	Wärme	Verkehr
Ind. & Gewerbe	88.184.376	329.375.753				
Öff. Dienst	6.543.693	22.874.840				
Privathaushalte	85.073.163	253.221.574				
Diesel			375.775.606			
Benzin			103.093.580			
Windenergie				250.940.000		
Photovoltaik				1.282		
Biogas				19.000.000	14.300.000	
Fernwärme					26.371.911	
Holzöfen/Pellets					46.114.955	
Wärmepumpen					825.750	
Solarenergie thermisch					911.929	
Biodiesel						201.674.000
<b>Gesamt</b>	<b>183.397.257</b>	<b>617.581.611</b>	<b>478.869.186</b>	<b>269.941.282</b>	<b>88.524.545</b>	<b>201.674.000</b>
<b>Gesamt</b>		<b>1.289.425.438</b>			<b>560.139.827</b>	
		<b>100%</b>			<b>43,44%</b>	

**Tabelle 1** Energieverbrauch und Erneuerbare Energien in der Region Auland Carnuntum (Stand 08/2005)

### 2.1.1 Erneuerbare Energie - Produktionsanlagen in der Region Auland Carnuntum

In der Region Auland Carnuntum wurde die erste Windkraftanlage im Jahr 1994 in der Gemeinde Eckartsau errichtet. Seit diesem Zeitpunkt ist der produzierte Windstrom in der Region rasant gewachsen. Die folgende Tabelle zeigt den derzeitigen Stand der Windkraft in der Region Auland Carnuntum (Stand 2005).

Windkraft	Leistung in kW	Produktion/Jahr in kWh
Bad Deutsch-Altenburg		
Berg	10x2MW	in Bau
Bruck an der Leitha	5x1,8MW	17.100.000
Göttlesbrunn-Arbesthal		
Hainburg a.d.Donau		
Haslau-Maria Ellend		
Höflein	2x2MW, 2x0,6 MW; 1x1,8 MW	13.700.000
Petronell-Carnuntum	11x2 MW	44.000.000
Prellenkirchen	14x1,8 MW;3 x1,0 MW	53.580.000
Rohrau	9x1,8MW	36.000.000
Scharndorf	11x2MW	53.800.000
Trautmannsdorf an der Leitha	8x2MW	32.000.000
Wolfsthal		
Eckartsau	1x0,25MW + 1x0,15MW	760.000
Engelhartstetten		
Orth an der Donau		
<b>Gesamtproduktion</b>		<b>250.940.000</b>

**Tabelle 2** Windkraftanlagen in der Region Auland Carnuntum

Derzeit werden in der Region somit 68 Anlagen mit eine Leistung von 122,6 MW betrieben.

Neben der Vielzahl an Windkraftanlagen finden sich in der Region die folgenden Biogasanlagen (**Tabelle 3**) und Anlagen zur Erzeugung von Fernwärme aus Biomasse (**Tabelle 4**). Über die Angaben der Wohnbauförderung wurden die oben stehende Wärmeproduktion aus Holz- & Pelletsfeuerung in kWh/Jahr, die Energieproduktion von Wärmepumpen und thermischen Solaranlagen eingerechnet.

Biogasanlagen	Leistung	Produktion/Jahr	
	kW	Strom in kWh	Wärme in kWh
Biogasanlage Bruck/Leitha	1.700	12.000.000	9.000.000 *
Biogasanlage Berg	2 x 500	7.000.000	5.300.000
<b>Gesamtproduktion</b>		<b>19.000.000</b>	<b>14.300.000</b>

**Tabelle 3** *Biogasanlagen in der Region Auland Carnuntum (\* + 6.000.000 kWh an Eigenbedarf zur Fermenterbeheizung)*

Biomasse Fernwärme	Leistung	Produktion/Jahr
	kW	Wärme in kWh
Biomasse Fernwärme Bruck/Leitha	6.000	12.141.000
Biomasse Fernwärme Wolfsthal & Berg	4.300	6.700.000
Biomasse Göttlesbrunn - Arbesthal	2.500	7.530.911
<b>Gesamtproduktion</b>		<b>26.371.911</b>

**Tabelle 4** *Anlagen zur Produktion von Fernwärme aus Biomasse in der Region Auland Carnuntum*

Daneben betreibt die Firma Bunge in Bruck/L. eine Betriebsstätte für die Produktion von Biodiesel. Die Jahresproduktion beläuft sich auf 20.000 t/Jahr.

## 2.1.2 Erneuerbare Energieproduktionsanlagen in Bruck/Leitha

Eine sinnvolle Implementierung einer Bioethanolanlage in Bruck/Leitha erfordert eine genaue Datenanalyse der bestehenden Energieproduktionsanlagen. Diese Analyse erlaubt die Entwicklung eines optimierten Gesamtenergiekonzeptes für eine Stadtgemeinde bzw. eine Region.

In den folgenden Tabellen werden die Eckdaten der Energieproduktionsanlagen auf Basis erneuerbarer Ressourcen in Bruck/Leitha dargestellt.

<b>Leistung</b>	Biomassekessel 1: 1.500 kW Biomassekessel 2: 4.500 kW Gaskessel (Ausfallreserve und Spitzenlastabdeckung): 4.000 kW
<b>Brennstoffeinsatz</b>	Waldhackgut, Rinde, Sägenebenprodukte, Restholz, Strauchschnitt
<b>Durchschnittl. Jährl. Wärmeproduktion (inkl. Leitungsverluste)</b>	ca. 12,5 GWh/a (Stand 2004)
<b>Kosten</b>	6,5 Mio. €
<b>Inbetriebnahme</b>	1999

**Tabelle 5**      *Datenblatt Fernwärme Bruck/Leitha*

<b>Leistung</b>	5 Windräder mit je 1.800 kW Leistung 9.000 kWh Gesamtleistung
<b>Durchschnittl. jährl. Stromertrag</b>	ca. 17,1 Mio. kWh/a
<b>Kosten</b>	8 Mio. €
<b>Inbetriebnahme</b>	2000

**Tabelle 6**      *Datenblatt Windpark Bruck/Leitha*

<b>Leistung elektrisch</b>	2 Blockheizwerke zu je 836 kW <sub>el</sub>
<b>Durchschnittl. jährl. Stromertrag</b>	ca. 12 Mio. kWh/a
<b>Durchschnittl. jährl. Wärmeertrag</b>	ca. 15 Mio. kWh/a
<b>Kosten</b>	6 Mio. €
<b>Inbetriebnahme</b>	2004

**Tabelle 7**      *Datenblatt Biogasanlage Bruck/Leitha*

In der Ölmühle Bruck/Leitha, die den Produktionsbetrieb 1989 startete, werden derzeit Rapssaat und Sonnenblumenkerne verarbeitet. Die jährliche Saatverarbeitungskapazität beträgt ca. 275.000 Tonnen. Für die Saatverarbeitung steht eine Linie zur Verfügung, in der die Rapssaat und die Sonnenblumenkerne abwechselnd verarbeitet werden.

Die Ölraffination hat eine Kapazität von ca. 100.000 Tonnen pro Jahr. Für die Biodieselanlage liegt die jährliche Kapazität bei ca. 25.000 Tonnen (Stand August 2005).

Von der Ölmühle Bruck/Leitha werden neben Biodiesel noch folgende Produkte abgesetzt:

- Futtermittel
  - Rapsextraktionsschrot
  - Sonnenblumenextraktionsschrot
- Rohöl
- Lebensmittel
  - Rapsöl
  - Sonnenblumenöl

## 2.2 Rohstoffbewertung

Grundsätzlich eignen sich zur Produktion von Ethanol auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen **zuckerhaltige Rohstoffe**, **stärkehaltige Rohstoffe** sowie **lignozellulosehaltige Rohstoffe**.

### 2.2.1 Zuckerhaltige Rohstoffe

Zuckerhaltige Rohstoffe spielen bei der Ethanolproduktion weltweit betrachtet die übergeordnete Rolle, da sie bezogen auf die Fläche den größten Umwandlungsgrad von Sonnenenergie aufweisen, bedingt durch die Fähigkeit zur Photosynthese bei relativ niedrigen Temperaturen.

Zuckerhaltige Pflanzen, die sich zur Bioethanolproduktion eignen sind:

- Zuckerrübe
- Futterrübe
- Zuckerrohr
- Zuckerhirse

Bei den klimatischen Verhältnissen in Österreich spielt ausschließlich die Zuckerrübe/Futterrübe für die Ethanolproduktion eine Rolle. Die Zuckerrübe hat relativ hohe Ansprüche an die Bodenbeschaffenheit, die möglichen Anbauflächen sind damit beschränkt.

Die Entwicklungen im Zuckerrübenbau (Schmitz, 2003) sind in Europa von seiten der EU durch eine „Marktordnung“ geregelt. Im wesentlichen beinhaltet diese Marktordnung die Regelung von Produktionsquoten, sowie Preis- und Abgaberegulungen.

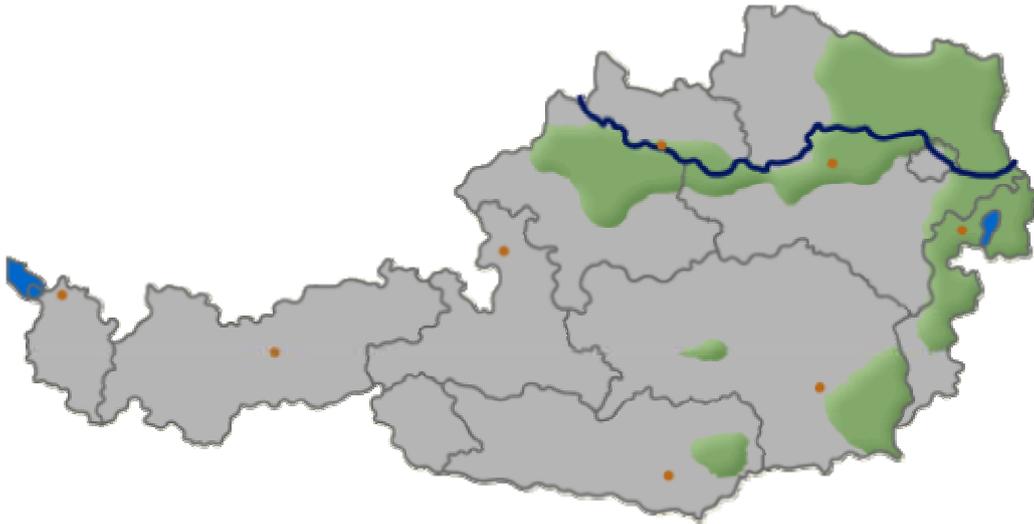
Mit einer weiteren Liberalisierung des Welthandels werden sich jedoch auch Auswirkungen auf die Zuckermarktordnung zeigen, indem die Vermarktung von EU-Zucker auf den Weltmärkten eingeschränkt und die Importbeschränkungen für Zucker reduziert werden. Bei einem derartigen Szenario könnte für die europäische Zuckerrübenproduktion die Verwertung der Zuckerrübe zur Produktion von Bioethanol eine interessante Alternative werden.

Andererseits ist auch damit zu rechnen, dass bei diesem Szenario nicht nur die Zuckerpriese sinken, sondern auch die Anbauflächen für Zucker in Österreich rückläufig sein werden. Das wiederum führt dazu, dass jene aus der Zuckerproduktion genommenen Flächen für die Produktion anderer landwirtschaftlicher Produkte zur Verfügung stehen werden, wie etwa die Energiekornproduktion für die Ethanolgewinnung.

Der Durchschnittspreis für Zuckerrübe lag in Österreich im Referenzjahr 2002 bei 46,72 €/t für die Standardqualität (Eurostat, 2005). Daten zu Anbauflächen und Anbaugebieten sind **Tabelle 8** und **Abbildung 2** zu entnehmen.

	Anbaufläche in ha	Produktion in t/a	Ertrag in t/ha
<b>Österreich</b>	43.223	2.485.386	57,5
<b>Niederösterreich</b>	32.290	1.781.364	55
<b>Bruck/Leitha</b>	2.361	118.822	50,3

**Tabelle 8** Produktion von Zuckerrüben in Österreich, Niederösterreich und Bruck/Leitha 2003 (Bezirksbauernkammer Bruck/Leitha, 2004)



**Abbildung 2** Rübenanbaugebiete in Österreich ([www.voer.at](http://www.voer.at), 2005)

Wesentliches Qualitätsmerkmal für die Ethanolausbeute ist der Zuckergehalt. Dieser liegt bei der Zuckerrübe im Durchschnitt bei etwa 15-18%. Der Ethanolertrag beträgt damit etwa mit 82 kg/t (Elvers et al., ).

Beim Einsatz der Zuckerrübe zur Ethanolproduktion kommt entweder direkt die Zuckerrübe zum Einsatz oder aber Dicksaft bzw. Melasse aus der Zuckerfabrik. Melasse stellt dabei ein Kuppelprodukt dar, das bei der Zuckerherstellung aus Dicksaft anfällt. Dicksaft stellt den eingedampften Saft der gesamten der Zuckerherstellung dar und wird in der Regel aus einer Annexanlage zur Zuckerfabrik bezogen. Er ist ein Zwischenprodukt in der Prozesskette zur Zuckergewinnung mit einem TS-Gehalt von etwa 67% und einem Zuckeranteil von cirka 63% (Schmitz, 2003).

Beim Einsatz von Zuckerrübe zur Ethanolgewinnung ist mit folgenden Problemen und Einschränkungen zu rechnen:

- **Saisonbedingte Beschränkung der Rohstoffverfügbarkeit**, da die Rübe sehr beschränkt lagerfähig ist
- Hohe Transportkosten
- Mangelnde Verwertbarkeit der Schlempe
- Hohe Abwassermengen

### 2.2.2 Stärkehaltige Rohstoffe

Stärkehaltige Pflanzen, die sich zur Bioethanolproduktion eignen sind:

- Weizen
- Gerste
- Roggen
- Triticale
- Hafer
- Hirse
- Kartoffel

- Topinambur
- Zichorie
- Mais

### 2.2.2.1 Getreide als Rohstoff (Weizen, Roggen, Gerste, Triticale)

Ähnlich wie bei der Zuckerrübe ist auch beim Getreide (Weizen, Roggen, Gerste, Triticale) in der EU der Markt, in diesem Fall durch die so genannte Intervention, geregelt. Überschüsse kommen in Interventionslager um so den Marktpreis auf einem gewissen Niveau zu halten. Aus diesen Lagern wird das Getreide nach und nach, oft mit erheblichen Verlusten, am Weltmarkt veräußert. In Deutschland lagert Roggen im Umfang von einer Jahresernte in Interventionslagern. Dort wird er durchschnittlich zwei Jahre eingelagert, um dann schließlich am Weltmarkt veräußert zu werden. Aufgrund der wachsenden Interventionsbestände und der kostspieligen Drittlandsexporte ist aber eine Änderung des Interventionssystems absehbar (Schmitz, 2003).

Bei stärkehaltigen Rohstoffen zur Ethanolproduktion spielt vor allem der Stärkegehalt die übergeordnete Rolle. Dafür ist eine gute Kornausbildung von Bedeutung, da der Eiweißgehalt des Getreidekorns im Laufe der Kornfüllungsphase ständig abnimmt und Stärke eingelagert wird. Wichtig für eine hohe Ethanolausbeute sind auch niedrige Fallzahlen und geringe Kornfeuchtigkeit.

Kornmassen haben gegenüber Spross-, Rüben- und Knollenmassen den Vorteil in der Lager- und Transportfähigkeit und somit auch in der ganzjährigen Verfügbarkeit.

Der Stärkegehalt unterscheidet sich dabei in Abhängigkeit von der Getreidesorte:

- Weizen – 67,5% (bezogen auf die Trockensubstanz)
- Triticale – 66,5% (bezogen auf die Trockensubstanz)
- Gerste – 66,1% (bezogen auf die Trockensubstanz)
- Roggen – 64,6% (bezogen auf die Trockensubstanz)

Durch die Einschaltung von Konversionsschritten in den Ethanolproduktionsprozess wird die Umwandlung von Stärke in vergärbare Zucker sichergestellt. Diese biochemische Konversion besteht aus den Schritten Stärkeaufschluss, Verflüssigung und Verzuckerung mit anschließender Vergärung des Zuckers zu Bioethanol sowie dessen Reinigung mittels Destillation.

Die Kosten der stärkehydrolysierenden Enzyme sind ein wesentlicher Faktor im Maischprozess. Die Kosten werden auf 0,05 bis 0,1 €/l geschätzt, was 40 – 70% der Gesamtkosten im Maischprozess entspricht.

Manche Getreidearten besitzen ein hoch wirksames autoamylatisches Enzymsystem, welches unter günstigen Umständen die korneigene Stärke weitgehend in vergärbare Zucker konvertieren kann. Getreidearten mit einem solchen autoamylatischen Enzymsystem sind: Roggen, Weizen, Triticale.

Beim Einsatz von Roggen fallen etwas höhere Konversionskosten an, da viskositätssenkende Enzyme eingesetzt werden müssen, um der Verschleimung im Konversionsprozess entgegen zu wirken. Roggen hat darüber hinaus aufgrund der Kornform, der geringen Korngröße und des hohen Gehalts an nicht vergärbaren Pentosen eine relativ geringe Ethanolausbeute. Ebenso ist die Schlempe rückführung bei der Verwendung von Roggen nur eingeschränkt möglich.

Vorteilhaft bei Roggen ist, dass er auch auf relativ schlechten Standorten gedeiht. Lediglich Triticale könnte auch auf typischen Roggenstandorten gedeihen, aber selbst hier wird

geschätzt, dass dafür nur etwa 50% der Roggenstandorte für eine wirtschaftliche Ernte geeignet sind.

Hervorzuheben ist der hohe Proteingehalt von Roggen. Dieser wirkt sich negativ auf die Ethanolgewinnung aus, aber positiv auf die Produktion von DDGS (Distillers Dried Grains with Solubles). Bei der Trocknung von DDGS (Futtermittel) fallen aber hohe Energiekosten an.

Die Daten zu Anbaufläche, Jahresproduktion, Ertrag und durchschnittliche Getreidpreise sind in den nachfolgenden Tabellen zusammengefasst.

	Anbaufläche in ha	Produktion in t	Ertrag in t/ha
Österreich	250.000	1.100.000	4,4
Niederösterreich	156.684	665.300	4,25
Bruck/Leitha	9.578	40.706	4,25

**Tabelle 9**

*Produktion von Weizen (Weichweizen) in Österreich, Niederösterreich und Bruck/Leitha 2003 (AMA Marktbericht, 2004; Bezirksbauernkammer Bruck/Leitha, 2004)*

	Anbaufläche in ha	Produktion in t	Ertrag in t/ha
Österreich	212.000	869.200	4,1
Niederösterreich	126.122	500.373	3,97
Bruck/Leitha	5.555	22.053	3,97

**Tabelle 10**

*Produktion von Gerste in Österreich, Niederösterreich und Bruck/Leitha 2003 (AMA Marktbericht, 2004; Bezirksbauernkammer Bruck/Leitha, 2004)*

	Anbaufläche in ha	Produktion in t	Ertrag in t/ha
Österreich	40.000	132.000	3,3
Niederösterreich	27.136	84.082	3,10
Bruck/Leitha	336	1.041	3,10

**Tabelle 11**

*Produktion von Roggen in Österreich, Niederösterreich und Bruck/Leitha 2003 (AMA Marktbericht, 2004; Bezirksbauernkammer Bruck/Leitha, 2004)*

	Anbaufläche in ha	Produktion in t	Ertrag in t/ha
Österreich	41.000	168.100	4,1
Niederösterreich	17.324	59.222	3,42
Bruck/Leitha	413	1.412	3,42

**Tabelle 12**

*Produktion von Triticale in Österreich, Niederösterreich und Bruck/Leitha 2003 (AMA Marktbericht, 2004; Bezirksbauernkammer Bruck/Leitha, 2004)*

	Durchschnittl. Preis in €/t	Ethanolertrag in kg/t
Weizen (Weichweizen)	86,8	261 <sup>1</sup>
Gerste	84,9	230 <sup>2</sup>
Roggen	92,1	258 <sup>3</sup>
Triticale	97,7	280 <sup>4</sup>

**Tabelle 13**

*Durchschnittlicher Getreidepreis für Standardqualität im Referenzjahr 2002 in Österreich (Eurostat, 2005) und Ethanolertrag aus den Getreidesorten*

### 2.2.2.2 Mais als Rohstoff

Zur Ethanolproduktion kommt die Verwendung von Körnermais und von Silomais in Betracht (Körner oder Corn-Cob-Mix).

Mais bevorzugt klimatisch begünstigte Regionen. In unseren Breiten wird er erst im Oktober geerntet und hat bei der Ernte einen hohen Wassergehalt. Beim Einsatz von Körnermais zur Bioethanolproduktion besteht die Problematik des hohen Energieeinsatzes bei der Trocknung, der Corn-Cob-Mix kann hingegen direkt geschrotet und siliert und ohne aufwendige Trocknung in die Maische eingebracht werden. Hierbei sind aber der Aufwand im Transport und in der Lagerung und die damit verbundenen Kosten zu beachten. Es braucht Silos mit großem Fassungsvermögen.

Zum Schutz des EU-Maismarktes, erforderlich durch die großen Unterschiede zwischen Weltmarktpreisen und der EU-Notierung, bestehen Importzölle. Der durchschnittliche Preis für Mais in Österreich für das Bezugsjahr 2002 betrug 100 €/t (Eurostat, 2005)

Für die Ethanolproduktion bestehen folgende Anforderungen an die Maisqualität (Schmitz, 2003):

- Wassergehalt von maximal 15% bezogen auf die Frischmasse
- Stärkegehalt von etwa 65%
- geringer Rohproteingehalt von 9 – 10,5%

	Anbaufläche in ha	Produktion in t	Ertrag in t/ha
Österreich	172.000	1.427.600	8,3
Niederösterreich	54.452	410.568	7,54
Bruck/Leitha	2.782	20.981	7,54

**Tabelle 14**

*Produktion von Mais in Österreich, Niederösterreich und Bruck/Leitha 2003 (AMA Marktbericht, 2004; Bezirksbauernkammer Bruck/Leitha, 2004)*

<sup>1</sup> Firma Vogelbusch, Informationen für eine Bioethanolanlage in Bruck/L.

<sup>2</sup> Deutscher Bauernverband, Geschäftsstelle Berlin; Reform des EU-Zuckermarktordnung vom 21.10.04

<sup>3</sup> Firma Vogelbusch, Informationen für eine Bioethanolanlage in Bruck/L.

<sup>4</sup> Angaben der Firma Agroetanol in Norrköping – Erfahrungswert aus der eigenen Produktionsanlage, 2004

### **2.2.2.3 Kartoffel als Rohstoff**

Die Kartoffel weist eine hohe Flächenproduktivität auf, bei gleichzeitig hohen Ertragsschwankungen. Der Kartoffelmarkt in der EU ist nicht reguliert und der Preis bildet sich somit durch Angebot und Nachfrage. Der Stärkegehalt ist mit 15% - 21% verglichen mit Getreide und Mais gering.

Beim Einsatz von Kartoffeln zur Ethanolproduktion sieht man sich folgender Problematik gegenüber:

- hohe Rohstoff-, Lager- und Verarbeitungskosten
- hoher Abwasseranfall
- eingeschränkte Verwertbarkeit der Schlempe

### **2.2.2.4 Topinambur als Rohstoff**

Zur Produktion von Bioethanol eingesetzt werden die Sprossknollen der Pflanze. Topinambur hat noch geringe landwirtschaftliche Bedeutung. Ähnlich wie die Kartoffel liegt der Nachteil beim Einsatz von Topinambur für die Ethanolproduktion in:

- hohen Kosten für Lagerung, Reinigung und Verarbeitung
- niederwertige Rückständen, die schlecht etwa für die Futterproduktion verwertet werden können

Positiv sind die hohen Ethanolerträge sowie der nutzbare, oberirdische Biomasseaufwuchs.

### **2.2.3 Lignozellulosehaltige Rohstoffe**

Bei lignozellulosehaltigen Rohstoffen, die aus Zellulose, Lignin, Pektin und Hemizellulose bestehen, ist für die Ethanolproduktion nur die Glucose aus der Hydrolyse der Zellulose nutzbar. Lignozellulosehaltige Rohstoffe, die sich zur Ethanolgewinnung eignen, sind:

- schnellwüchsige Baumarten (Pappel, Weide, u.ä.)
- Primärabfälle aus der Forstwirtschaft
- Sekundärholzabfälle
- Miscanthus
- Rutenhirse
- Rohrglanzgras
- Futtergräser
- zellulosehaltige Rückstände aus der Landwirtschaft (Stroh, Silagen)
- häusliche Abfälle,
- Papierabfall

In diesem Bereich wird zukünftig das größte Rohstoffpotential zur Herstellung von Bioethanol gesehen, da dieser Rohstoff in sehr großen Mengen zu günstigeren Preisen verfügbar ist.

Probleme gibt es noch in technischer Hinsicht, da die Gewinnung von Ethanol durch Fermentation von hydrolysiertes Zellulose infolge die hoher Konversionskosten, sowie infolge der Handhabung des Abwassers noch Schwierigkeiten bereitet.

## 2.2.4 Flächenbedarf zur Bioethanolproduktion

Aus den durchschnittlichen Erträgen sowie der durchschnittlichen Ethanolausbeute je Rohstoff ergibt sich der in **Tabelle 15** dargestellte Flächenbedarf zur Rohstoffproduktion für die Bioethanolproduktion (Bezogen auf eine Anlagengröße von 100.000 t pro Jahr).

	Weizen	Mais	Zuckerrübe
Rohstoffbedarf in t/a	355.000	330.000	1.254.000
Flächenbedarf in ha	80.680	39.760	21.810
Produktion (Ö) in t/a	1.100.000	1.427.600	2.485.386
Anbaufläche (Ö) in ha	250.000	172.000	43.223
Anbaufläche (NÖ) in ha	156.684	54.452	32.290

**Tabelle 15** Flächenbedarf zu Produktion von 100.000 t/a Ethanol aus verschiedenen Rohstoffen

Die Stilllegungsflächen in Österreich betragen im Jahr 2004 etwa 110.000 ha, in Niederösterreich machten sie im Jahr 2004 eine Fläche von etwa 50.000 ha aus. Diese Flächen sind als potentielle Flächen für eine extensive Energiekornproduktion zu betrachten (Landwirtschaftskammer Niederösterreich, 2005).

Aus den möglichen Rohstoffen wurden auf Grund der Reduktion und der Überschaubarkeit des Simulationsprozesses drei Rohstoffe ausgewählt und genauer betrachtet: **Weizen, Mais und Zuckerrübe**.

## 2.3 Rohstoff und Reststoffmanagement

### 2.3.1 Methodik der Datenanalyse

Ziel des Projektes ist die Entwicklung eines optimierten Gesamtkonzeptes für eine Produktionsstätte zur Herstellung von Bioethanol. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Optimierung von Stoff- und Energieflüssen im Verbund des Gesamtenergiekonzeptes Bruck/Leitha gelegt.

Bei der Produktion von Bioethanol ist der eingesetzte Rohstoff ein entscheidender Einflussfaktor auf das wirtschaftliche sowie auf das ökologische Gesamtergebnis.

Die vorliegende Analyse der Rohstoffe wurde unter Zugrundelegung folgender Thesen durchgeführt:

- Unterschiedliche Rohstoffe bedingen eine unterschiedliche Menge an eingesetztem Rohstoff in der Produktion, um dieselbe Menge des Endproduktes zu erzielen.
- Unterschiedliche Rohstoffe bedeuten eine unterschiedliche Größe an Anbaufläche, um dieselbe Menge des Endproduktes zu erzielen.
- Unterschiedliche Rohstoffe bedingen einen unterschiedlichen Düngeinsatz/ha in der Kultur.
- Unterschiedliche Rohstoffe ergeben unterschiedliche Qualitäten der Ethanolproduktions-Kuppelprodukte durch unterschiedliche Inhaltstoffe.

Zur Analyse wurden Rohstoffe ausgewählt, die sich bekannter Weise für die Produktion von Treibstoffalkohol eignen und die österreichischen landwirtschaftlichen

Bewirtschaftungsverhältnissen sowie auch gegebenen klimatischen Verhältnissen entsprechen.

Für die ausgewählten Rohstoffe (Mais, Weizen, Zuckerrübe) wurden folgende Faktoren erhoben:

- Rohstoffbedarf je Einheit Ethanol
- ha-Erträge
- Anbauflächen
- Korn-Stroh/Reststoff – Verhältnis (Harvest Index)

Darüber hinaus wurden in Anlehnung an die Weender-Analyse Inhaltsstoffe der Rohstoffe erhoben. Von Interesse sind dabei die folgenden Variablen:

- Trockenmasse/Wassergehalt
- Energiewert
- Organische Masse bezogen auf die Trockenmasse
- Rohprotein/Stärke/Zucker bezogen auf die Trockenmasse
- Rohasche bezogen auf die Trockenmasse
- N-freie Extraktstoffe bezogen auf die Trockenmasse

Die Ergebnisse der Datenanalyse wurden für eine flexible Einbindung in einem Simulationstool aufbereitet.

### **2.3.2 Rohstoffaufbringung - Energiepflanzenproduktion auf Stilllegungsflächen**

Die Stilllegungsflächen der Region wurden als Maß für die Produktion von Energiekorn herangezogen. Dadurch wird die bestehende Nahrungs- und Futtermittelproduktion nicht beeinflusst. Ausgeschieden wurden die derzeitigen Anbauflächen für Sonnenblumen und Raps, da diese bereits für die Produktion eines anderen regenerativen Treibstoffes (Biodieselproduktion) genutzt werden und die Konkurrenzierung eines regenerativen Energieträgers durch einen anderen vermieden werden sollte.

Von den verbleibenden Flächen (gesamt 2.891 ha) wurden die möglichen Erträge berechnet und in weiterer Folge dem Bedarf der überprüften Größenordnungen von Bioethanolanlagen gegenübergestellt.

Um eine Implementierung der Ethanolproduktion in den regionalen landwirtschaftlichen Kreislauf zu ermöglichen, müssten die Stilllegungsflächen für die Rohstoffproduktion ausreichen.

	Fläche in ha	Erzielbare Erträge in t/a		
		Weizen	Mais	Zuckerrübe
Bruck/Leitha Stilllegungsflächen	318	1.349	2.394	18.098
Auland Carnuntum Ackerflächen gesamt	32.741	139.149	246.867	1.866.237
Auland Carnuntum Stilllegungsflächen	2.891	12.287	21.798	164.787

**Tabelle 16** *Anbauflächen/Stilllegungsflächen und Erträge für Energiekorn (Prechtl, 2004)*

Der Rohstoffbedarf der geprüften Anlagenvarianten (siehe detaillierte Simulationsergebnisse der Anlagenvarianten im Anhang) kann nicht auf den in der Region vorhandenen Stilllegungsflächen produziert werden. Am nächsten kommt dieser Anforderung die Ethanolanlage mit einer Jahreskapazität von 15.000 t auf Basis von Zuckerrüben. Auf den Stilllegungsflächen der Region könnten rund 88% des Rohstoffbedarfs dieser Anlagevariante produziert werden. Daraus ist abzuleiten, dass eine reine regionale Aufbringung der Rohstoffe für die geprüften Bioethanolanlagen nicht möglich ist, ohne Gefahr zu laufen mit den aktuellen Nutzungsanforderungen in Konkurrenz zu treten.

Die folgenden Tabellen zeigen die theoretische Rohstoffproduktion für die Ethanolerzeugung auf den Stilllegungsflächen in der Region und in Niederösterreich (bei derzeitigen durchschnittlichen Erträgen). Die Daten wurden als prozentuales Verhältnis zum notwendigen Rohstoffbedarf der Anlagevarianten dargestellt.

Kapazität Ethanol Anlage in t/a	Rohstoffbedarf in t/a (Kapitel Simulation)	Produktion auf Stilllegungsflächen in Aul. Carn. in %	Produktion auf Stilllegungsflächen in NÖ in %
15.000	53.250	23,1%	399,1%
60.000	213.000	5,8%	99,8%
100.000	355.000	3,5%	59,9%
200.000	710.000	1,7%	29,9%

**Tabelle 17** *Rohstoffbedarf und verfügbare Stilllegungsflächen für die Produktion von Bioethanol aus Weizen*

Kapazität Ethanol Anlage in t/a	Rohstoffbedarf in t/a (Kapitel Simulation)	Produktion auf Stilllegungsflächen in Aul. Carn. in %	Produktion auf Stilllegungsflächen in NÖ in %
15.000	49.500	44,0%	761,6%
60.000	198.000	11,0%	190,4%
100.000	330.000	6,6%	114,2%
200.000	660.000	3,3%	57,1%

**Tabelle 18** *Rohstoffbedarf und verfügbare Stilllegungsflächen für die Produktion von Bioethanol aus Mais*

Kapazität Ethanol Anlage in t/a	Rohstoffbedarf in t/a (Kapitel Simulation)	Produktion auf Stilllegungsflächen in Aul. Carn. in %	Produktion auf Stilllegungsflächen in NÖ in %
15.000	188.002	87,7%	1515,9%
60.000	752.217	21,9%	378,9%
100.000	1.253.766	13,1%	227,3%
200.000	2.507.637	6,6%	113,7%

**Tabelle 19** Rohstoffbedarf und verfügbare Stilllegungsflächen für die Produktion von Bioethanol aus Zuckerrübe (wegen saisonaler Verarbeitung ist eine 100%ige Variante nicht realisierbar)

### 2.3.3 Düngemanagement / Reststoffentsorgung

Entscheidend für eine möglichst ökologische Produktion von Bioethanol ist der Umgang mit den Reststoffen. Bei den Varianten mit einer nachgeschalteten Biogasanlage ergibt sich als Reststoff Biogasgülle. Um eine sinnvolle Verwertung sicherzustellen, ist es notwendig, sich bei den Anlagenvariante bzw.- Anlagengrößen über die damit verbundenen Auswirkungen (Flächenbedarf bei der Gülleausbringung) Klarheit zu verschaffen. In einer Datenanalyse wurden die Reststoffmengen der geprüften Anlagenvarianten erhoben und den für die Ausbringung notwendigen landwirtschaftlichen Flächen gegenübergestellt. Dabei wurde von den in den folgenden Kapiteln beschriebenen Annahmen ausgegangen.

#### 2.3.3.1 Auswahl der Düngeobergrenzen (nach ÖPUL-Förderrichtlinie)

In Österreich werden über 90% der landwirtschaftlichen Nutzflächen nach den ÖPUL - Förderrichtlinien (Österreichisches Programm zur Förderung einer umweltgerechten, extensiven und den natürlichen Lebensraum schützenden Landwirtschaft) bewirtschaftet. Daher liegt es nahe, als maximale Obergrenzen für den Düngeinsatz die ÖPUL - Förderrichtlinien heranzuziehen.

Im Förderprogramm ÖPUL sind die Obergrenzen in der Düngung festgeschrieben, jedoch wird in der landwirtschaftlichen Praxis nicht immer bis an die maximalen Obergrenzen gedüngt. Daher wurden mittlere/durchschnittliche Düngeinsätze ermittelt und in der Düngereanalyse berücksichtigt. Darüber hinaus wurde auch die Möglichkeit einer geringen Dünge menge in die Analyse aufgenommen. Diese geringen Düngegaben können einerseits durch eine sehr extensive Bewirtschaftungsweise bedingt sein, andererseits kann Biogasgülle als Grunddünger verwendet werden und je nach Kultur die nötigen Nährstoffe in anderer Form ergänzt werden (Festdünger, Handelsdünger, etc.).

#### 2.3.3.2 Einstufung der Düngeobergrenzen (nach den ÖPUL-Förderrichtlinie)

Bei der Bemessung der Düngung landwirtschaftlicher Böden sind auf die Eigenschaften des Standortes, den Versorgungszustand des Bodens, den Nährstoffbedarf der einzelnen Kulturpflanzen sowie auf die Ertragsfähigkeit, die Wirtschaftsdünger und die natürlichen Mineralisierungsvorgänge im Boden zu achten.

Zur Ermittlung der Düngeobergrenzen werden auf Ackerflächen Bodenproben entnommen und auf ihr Nährstoffpotential untersucht. Für die Ermittlung des Stickstoffpotentials wird die so genannte „Bebrütungsmethode“ angewandt. Anhand von Richtwerttabellen können die empirisch erhobenen Daten in Gehaltsstufen eingeteilt werden.

Als nächster Schritt werden die Ertragsmöglichkeiten der landwirtschaftlichen Flächen eingeschätzt. Dabei werden die Erträge in einer Tabelle den Ertragserwartungen niedrig/mittel/hoch zugeordnet.

Für eine umweltgerechte Düngung ist es auch wichtig, die Wirksamkeit des eingesetzten Düngers zu kennen und zu bewerten. In den ÖPUL – Förderrichtlinien werden Dünger nach ihren relativen Wirksamkeiten unterschieden und maximal ausbringbare Düngegaben bei einer Düngung definiert.

Anhand der Einteilung der Ackerfläche nach ihrer Ertragsmöglichkeit werden die Obergrenzen der Düngung angegeben. Über Abminderungs- und Erhöhungsfaktoren werden auf die unterschiedlichen Ertragserwartungen, Bodenverhältnisse, Wasserverhältnisse, etc. durch prozentuelle Abschläge auf die Obergrenzen der Dünge mengen Rücksicht genommen.

In der Region Auland Carnuntum werden pro Jahr rund 32.000 ha als Ackerfläche bewirtschaftet. Diese Fläche wird in der vorliegenden Analyse als potentielle Düngefläche angesehen und den notwendigen Ausbringungsflächen für die unterschiedlichen Düngeintensitäten gegenübergestellt.

Als Referenzdüngung wird in der weiteren Betrachtung eine geringe Bewirtschaftungsintensität herangezogen. Dabei kann es sich auch um eine reine Grunddüngung handeln.

### **2.3.3.3 Erkenntnisse zur Ausbringung der Reststoffe**

Zusammenfassend ergibt sich aus der Datenanalyse, dass bei einer Grunddüngung mit Biogasgülle auf den Ackerflächen der Region die Ausbringungsfläche bei fast allen Anlagenvarianten ausreichend ist. Einzig bei der 200.000 t Weizen- bzw. Maisanlage sind die anfallenden Mengen an Biogasgülle größer als auf den regionalen Ackerflächen ausgebracht werden kann. Unberücksichtigt blieb bei diesen Überlegungen die Komplexität der Ausbringung. Gülle kann nur zu bestimmten Zeiten im Jahr ausgebracht werden, wodurch es nötig wäre, die gesamten anfallenden Mengen an Reststoffen in einem sehr begrenzten Zeitfenster auszubringen.

## **2.4 Kombination der Produktion von Ethanol, Biogas und DDGS – aus ökologischer und ökonomischer Sicht**

### **2.4.1 Materialflüsse**

Die Produktion von Bioethanol braucht vor allem große Mengen an Wärmeenergie. (Einmischprozess, Destillation, Rektifikation, Tierfuttertrocknung). Bei der Entwicklung eines ökologisch und ökonomisch optimalen Produktionskonzepts ist daher dieser Aspekt von besonderer Bedeutung.

Anlagenbetreiber arbeiten intensiv an der energetischen Optimierung der Produktionstechnologie. In der Prozessführung ergibt sich dabei neben der optimalen Ausnutzung von Wärmerückgewinnungspotentialen auch eine Optimierung von Materialflüssen.

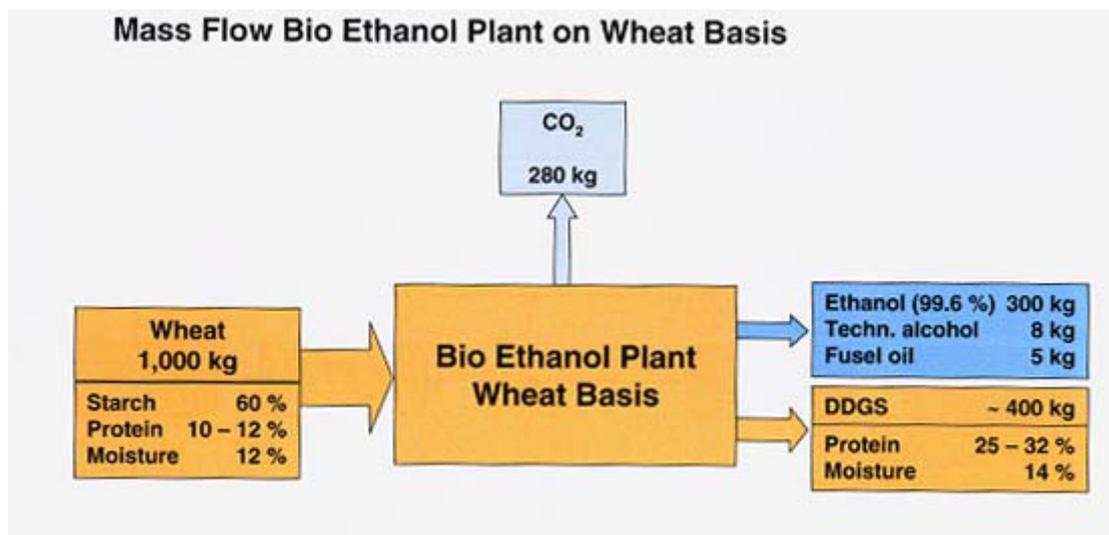
Bei der Produktion von Ethanol fallen neben diesem Hauptprodukt noch Nebenprodukte an, die für die wirtschaftliche und ökologische Betrachtung und Konzeption einer Bioethanolproduktionsanlage von Bedeutung sind:

- Ethanol
- CO<sub>2</sub>
- Schlempe

Ausgehend von der Trockensubstanz des eingesetzten Rohstoffes kann in etwa festgehalten werden, dass diese drei Produkte in etwa im folgenden Verhältnis anfallen (Vergleiche auch **Abbildung 3**):

- Ethanol - 33%
- Schlempe - 37%
- CO<sub>2</sub> - 30%

Die Verwertung dieser Produkte bzw. Nebenprodukte hat einen wesentlichen Einfluss auf die ökologische und auch die wirtschaftliche Bewertung der Ethanolproduktion. Vor allem im Bereich der Verwertung der Schlempe führen unterschiedliche Konzepte zu einem wesentlichen Unterschied in den Bewertungsergebnissen.



**Abbildung 3** Massenfluss bei der Bioethanolproduktion auf Basis von Weizen (Lurgi Life Science, 2005)

### 2.4.2 Nebenprodukte und ihre Verwertung

Die Verwertungsmöglichkeiten der Schlempe ergeben sich nicht zuletzt aus der Qualität des eingesetzten Rohstoffes.

Bei der Verwendung von stärkehaltigen Rohstoffen wie Mais, Weizen, Gerste und Roggen, besteht die Möglichkeit, die Schlempe zu einem hochwertigen Eiweißfuttermittel aufzukonzentrieren. Zu beachten ist dabei, dass die anfallende Schlempe bei der Ethanolproduktion nach der Destillation vorerst einen sehr hohen Wassergehalt hat (etwa 8 – 15 % TS) und in einem energieintensiven Verfahrensschritt erst auf einen TS – Gehalt von rund 90 % getrocknet werden muss. Das so gewonnene Produkt wird als **DDGS** (Distillers Dried Grains with Solubles) bezeichnet.

Die nährstoffreiche Schlempe könnte auch theoretisch als **Dünger** direkt auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht werden. Getreideschlempe stellt ein hochwertiges Produkt dar und ist für eine weitere energetische sowie stoffliche Nutzung bestens geeignet. Das erscheint auch aus wirtschaftlichen Gründen sinnvoll. Aus diesem Grund wird im Folgenden auf eine reine Verwendung der Schlempe als Düngemittel nicht mehr eingegangen.

Eine weitere Verwertungsmöglichkeit für die Schlempe besteht im Einsatz in einer **Biogasanlage** zur Produktion von Gas und daraus Strom und Wärme, welche wiederum im Produktionsprozess eingesetzt werden können und somit den Einsatz von fossiler Energie minimieren. Ein weiterer positiver Aspekt hinsichtlich der Energiebilanz im Produktionsprozess ergibt sich in diesem Fall daraus, dass die energieintensive Trocknung

der Schlempe zu DDGS wegfällt, und somit bereits etwa 45 - 50% der Wärmeenergie im Vergleich zur Ethanolproduktion mit angehängter Tierfuttermittelverwertung eingespart werden können.

### 2.4.3 Überprüfte Szenarien

Für ein optimiertes Gesamtkonzept ist eine Abwägung von ökologischen wie auch ökonomischen Aspekten vorzunehmen, was auch im vorliegenden Projekt versucht wurde. Aufgrund dieser Überlegungen wurden mehrere Produktionsvarianten untersucht – Varianten hinsichtlich der Anlagengröße und der Verwertung der Nebenprodukte.

Die Überlegungen zur Festlegung der untersuchten Varianten wird in den folgenden Kapiteln dargestellt.

#### 2.4.3.1 Scale of economy

Anlagenhersteller geben an, dass sich das Verhältnis von Investitionskosten zu den Betriebskosten und dem Produktionsoutput aus wirtschaftlicher Sicht umso positiver darstellt, je größer die Anlagen sind. Als optimale Größenordnung werden Anlagen mit einer Jahresproduktion von 100.000 t bis 200.000 t angegeben.

#### 2.4.3.2 Ethanolabsatzmarkt

Entsprechend einer Richtlinie der EU ist bis zum Jahr 2010 5,75 % des Treibstoffbedarfs der Mitgliedsstaaten aus alternativen Treibstoffen zu decken. Die österreichische Umsetzung dieser Richtlinie legt fest, dass dieser Anteil bereits im Jahr 2008 zu erreichen ist. Gemessen an der derzeitigen Verbrauchssituation in Österreich bedeutet das, dass etwa 175.000 t/a alternativer Treibstoffersatz des Ottokraftstoffes erforderlich sind.

Soll die Produktion auf regionale Verbrauchsverhältnisse angepasst werden, so würden gemessen am Energieinhalt rund 13.000 t Ethanol dem gesamten Benzinverbrauch der Region Auland Carnuntum entsprechen, rund 60.000 t hingegen dem gesamten Treibstoffverbrauch der Region.

#### 2.4.3.3 DDGS - Markt

DDGS aus Mais oder Weizen ist mit knapp 30 bis 35 % Rohprotein relativ eiweißreich, jedoch arm an den für Schweine und Geflügel essentiellen Aminosäuren. Aus diesem Grund ist dieses Eiweißfutter nur in der Wiederkäuerfütterung wirtschaftlich einsetzbar (Starprot, 2003). Dieses Futtermittel kann in der Fütterung von Milch- und Mastrindern, sowie für Schafe und Ziegen eingesetzt werden.

Es kann davon ausgegangen werden, dass DDGS aus Mais (29 % Rohproteingehalt) zu 2,3 kg pro Tag und Kuh bei Milchvieh zugemischt wird. Bei der Stiermast beträgt der zugemischte Anteil etwa 1,6 kg DDGS pro Stier und Tag.

Geht man von einer Jahresproduktion von 100.000 t Ethanol aus, dann kann entsprechend dem oben dargestellten Schema mit einem Tierfutteranfall von etwa 110.000 t ausgegangen werden. (Wassergehalt von 10 %). Dies würde einer Jahresfuttermenge für etwa 130.000 Milchkühe oder etwa 190.000 Maststieren entsprechen. Der Bestand an Milchkühen in Österreich bzw. Niederösterreich wird in **Abbildung 4** und **Abbildung 5** wiedergegeben.

Betrachtet man den österreichischen Markt für getrocknete Schlempe als Tierfutter, so zeigt sich, dass ein Zehntel der Sojaimporte für die Rinderfütterung eingesetzt werden. Das entspricht einer Menge von etwa 50.000 – 60.000 t pro Jahr. DDGS gilt als Ersatz für diesen Sojafuttermittelanteil. Sojafuttermittel hat einen Rohproteingehalt von etwa 44%. Der Rohproteingehalt ist ausschlaggebend dafür, in welchem Verhältnis Sojafuttermittel durch DDGS ersetzt werden kann (DLG-Futterwerttabelle, 1997):

- Mais DDGS 29,7 % Rohprotein
- Weizen DDGS 36,2 % Rohprotein
- Gerste DDGS 28,3 % Rohprotein



Abbildung 4 Tierbestand in Österreich (Der grüne Bericht, 2003)

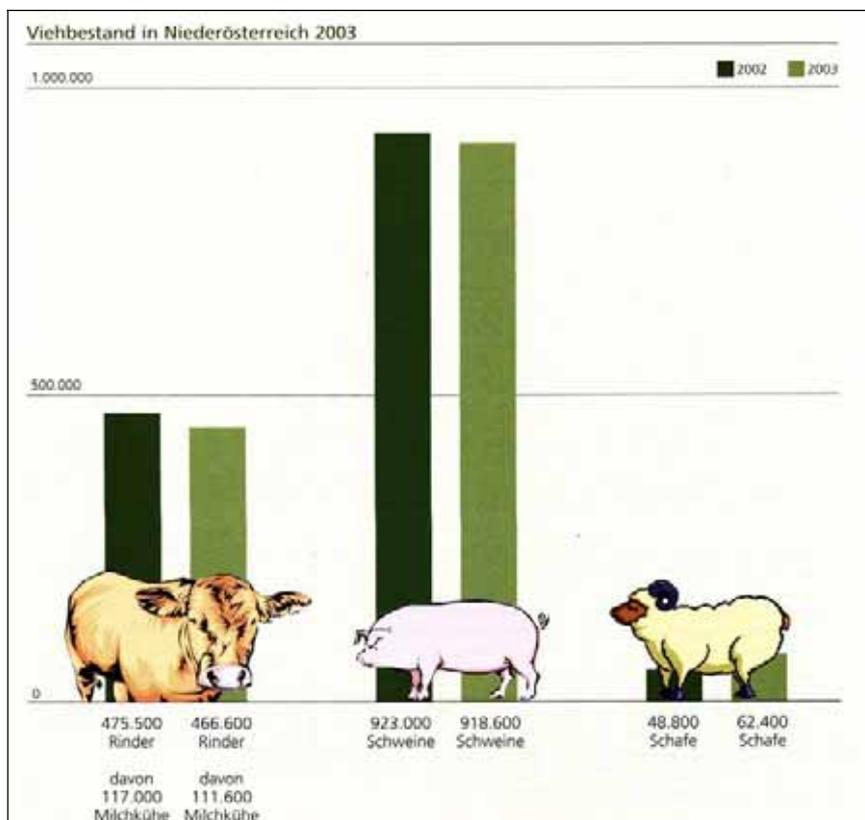


Abbildung 5 Viehbestand in NO (Der Grüne Bericht, 2003)

Grundsätzlich kann der potentielle österreichische Absatzmarkt für DDGS in jenem Bereich gesehen werden, der zurzeit mit Sojafuttermittel versorgt wird. Die Akzeptanz dafür könnte mit zunehmender Diskussion um GMO-Freiheit von Futterzusätzen, welche bei Soja nicht gewährleistet ist, steigen. Nicht einsetzbar ist Mais-DDGS jedoch in Maisanbauregionen, da dort die Grundfütterung bereits sehr nährstoffreich ist und eine hohe Pansenbeständigkeit hat, wie Mais-DDGS selbst. In diesen Regionen braucht es einen Eiweißfutterzusatz mit höherer Pansenabbaurate.

Betrachtet man das theoretische österreichische Futtermittelmarktpotential für DDGS, gemessen am derzeitigen Sojafutteranteil bei der Rinderfütterung, ergeben sich folgende absetzbare Mengen pro Jahr (entsprechend dem Proteingehalt).

- Mais DDGS 75.000 t – 89.000 t
- Weizen DDGS 60.000 t – 73.000 t
- Gerste DDGS 78.000 t – 93.000 t

Es ist davon auszugehen, dass dieser theoretische Absatzmarkt für DDGS niemals vollkommen auszuschöpfen ist, da in manchen Regionen die Zusammensetzung von DDGS keine optimale Ergänzung zur sonstigen Futtergabe darstellt. Es wird deshalb in einem ersten Schritt von rund der Hälfte (30.000t/a DDGS) der möglichen Menge als tatsächlich absetzbare Menge ausgegangen.

#### **2.4.3.4 Biogasproduktion zur Verbesserung der Energiebilanz**

Die Produktion von Ethanol ist sehr energieintensiv. Ein großer Teil der Energie wird bei der Trocknung der Schlempe zu DDGS verbraucht (etwa 40 – 50% des Gesamtenergieeinsatzes). Die Schlempe kann jedoch auch in einer Biogasanlage zur Produktion von Energie eingesetzt werden (Gas, Wärme, Strom). Auf diese Art kann die Gesamtenergiebilanz der Ethanolproduktion verbessert werden.

Umwandlungsdaten zur Gewinnung von Wärme und Strom aus Biogas siehe Kapitel 5.

### 2.4.3.5 Zusammenfassung der zu untersuchenden Varianten

Die genannten Überlegungen führten zur Prüfung der in **Tabelle 20** dargestellten Varianten für die Rohstoffe Weizen, Mais sowie Zuckerrübe, mit der Absicht, dass unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Gesichtspunkte eine Variante gefunden werden soll, die sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Sicht ein Optimum der Energie- und Materialflüsse vorweist:

Anlagengröße	Variante	DDGS	Biogas mit Gasmotor	Biogas mit Heizkessel
15.000	V1.1	100%	0%	0%
	V1.2	0%	100%	100%
60.000	V2.1	100%	0%	0%
	V2.2	0%	100%	100%
	V2.3	30.000t/a	Rest	Rest
100.000	V3.1	100%	0%	0%
	V3.2	0%	100%	100%
	V3.3	30.000t/a	Rest	Rest
200.000	V4.1	100%	0%	0%
	V4.2	0%	100%	100%

**Tabelle 20**

*Untersuchte Varianten der Bioethanolproduktion und Reststoffverwertung (jeweils für die Rohstoffe Weizen, Mais und Zuckerrübe)*

### 3 Entwicklung und Adaptierung der Simulationsmodelle

Zur Simulation der in **Tabelle 20** zusammengefassten Varianten der Bioethanolgewinnung und Reststoffverwertung war es notwendig entsprechende Rechenmodelle zu entwickeln bzw. zu adaptieren.

Hauptaugenmerk wurde dabei auf folgende Modelle gelegt, die die Hauptkomponenten der neuen Produktionsanlage darstellen.

- Bioethanolproduktion (Rohstoffaufarbeitung, Fermentation, Ethanolreinigung)
  - Rohstoff Weizen und Mais
  - Rohstoff Zuckerrübe (Saisonal)
- DDGS-Trocknung zur Futtermittelproduktion
- Biogasproduktion zur Stromerzeugung und Düngerproduktion
  - Kessel und Dampfturbine
  - Gasmotor

Daneben wurden noch die folgenden Simulationsmodelle erstellt um den Verbund von Ethanolproduktion und bestehenden Anlagen am Standort Bruck/Leitha darstellen zu können:

- Biomasseverbrennung und Produktion von Fernwärme und Dampf
- Windenergie zur Stromproduktion
- Spezielle Units für die Abwärmenutzung und für den Mikro-Dampfturbinenprozess

Zur Modellierung der einzelnen Verfahrensschritte, Einzelproduktionsanlagen und des gesamten Produktionsverbundes wird das industriell genutzte Simulationstool IPSEpro-PSE (Process Simulation Environment) eingesetzt.

Der Markt bietet zwar mittlerweile eine Vielzahl von Werkzeugen für die Prozesssimulation (ASPENplus, CHEMCAD u.a.), wobei zumeist Einzelapparate mit unterschiedlichen Detaillierungsgraden zur Verfügung stehen. Die Berechnung von Gesamtanlagen ist zumeist schwierig.

Durch den sehr leistungsfähigen Gleichungslöser in IPSEpro-PSE können auch große, aus vielen Teilen bestehende Gesamtanlagen in einem Schritt in relativ kurzer Rechenzeit effektiv gelöst werden. Die Erweiterung IPSEpro-MDK (Model Development Kit) ermöglicht zudem die freie Programmierung noch nicht vorhandener Anlagenkomponenten, welche dann in IPSEpro-PSE direkt zur Auswahl und zum Einsatz zur Verfügung stehen. Darüber hinaus können Programmteile in C++ ausgelagert werden und es steht eine leistungsfähige Schnittstelle zu MS-Excel zur Verfügung. Dadurch ist ein einfacher Datentransfer auch zu anderen Tools (z.B. multivariate Datenanalyse) möglich.

Energieaufwändige Anlagenteile wie Rektifikation, Eindampfung der Dünnschlempen und DDGS-Trocknung wurden zunächst mit dem Simulationstool ASPENplus berechnet und optimiert. ASPENplus bietet bei der detaillierten Betrachtung thermischer (Trenn-)Prozesse Vorteile bei der Bereitstellung thermodynamischer Daten und in der Detaillierung der Modelle. Die optimierten Ergebnisse dieser Detailbetrachtung wurden schließlich in Form abstrahierter Modelle in IPSEpro implementiert und auf diese Weise für die Berechnung der verschiedenen Verschaltungsvarianten der Gesamtanlage verfügbar gemacht.

### 3.1 Vorarbeiten

Die Vorarbeiten zur Entwicklung und Adaptierung des Simulationsmodells umfassten zunächst die folgenden vorbereitenden Schritte

- Entscheidung ob Neuentwicklung der Programmbibliothek oder Weiterentwicklung der IPSEpro Standardbibliothek:

Die Entscheidung fiel zugunsten der Weiterentwicklung der IPSEpro Standardbibliothek. Dies bringt den Vorteil, dass auf vorhandene Strukturen, Modelle und Daten (z.B. Stoffdaten für Wasser, Methan, Kohlendioxid, Stickstoff, Sauerstoff, ...) zurückgegriffen werden kann. Des weiteren können ältere Flowsheets gemeinsam mit der Bibliothek verwendet und um die neuen Komponenten ohne größeren Aufwand erweitert werden.

- Auflistung der zu betrachtenden Spezies und Zusammenstellung des Verhaltens bzw. der Veränderung während des Prozesses:

Die Arbeiten umfassten eine höhere Detaillierung der Rohstoffzusammensetzung zur genaueren Berechnung des verwertbaren Anteils, die Einbeziehung der für die landwirtschaftliche Verwendung (z.B. Dünger, Futtermittel) relevanten Stoffe der Nebenprodukte (z.B. Stickstoff-, Kalium-Gehalt) sowie die Implementierung für die Umsetzung / Produktion benötigten Reagenzien und Katalysatoren (Säuren, Basen, Enzyme).

- Gruppierung der betrachteten Spezies (Edukte, Produkte, Reagenzien, Haupt/Nebensubstanzen) anhand des Einsatzortes bzw. Einsatzzweckes in der Anlage
- Festlegen der Interaktion zwischen den einzelnen Substanzgruppen bzw. welche Gruppen kommen wo zusammen bzw. getrennt vor
- Ermittlung der benötigten Units (Vorbereitung, Produktion und Aufarbeitung bzw. Reinigung von Biogas und Ethanol) und festlegen der dazugehörigen Bilanzgrenzen
- Ermittlung der vorherrschenden Betriebsbedingungen und physikalischen Prozessdaten.
- Ermittlung von Literaturwerten und Berechnungsmethoden für die benötigten physikalischen und thermodynamischen Daten der am Prozess beteiligten Substanzen und Evaluierung der Berechnungsmethoden anhand der Literaturwerte.

## 3.2 Programmierung und Adaptierung der IPSEpro-Objekte

Basierend auf den beschriebenen Vorarbeiten, der Analyse der aktuellen Situation am Standort Bruck/Leitha und den Daten, die in Zusammenhang den Anforderungen der Bioethanolproduktion erhoben wurden, wurden die folgenden Objekte für die IPSEpro Standardbibliothek entwickelt bzw. adaptiert:

- Objekte für die Zusammensetzung (*globals*)
    - Biomasse (*biomass*)  
Beinhaltet die Zusammensetzung der trockenen Biomasse anhand der Elementaranalyse und / oder der Substanzgruppen.
    - Flüssige Produkte (*biofuel*)  
Physikalische und thermodynamische Ethanoleigenschaften. Die Möglichkeit zur Implementierung weiterer Kraftstoffe (Methanol, Wasserstoff, ..) wurde dabei berücksichtigt
    - Zusätze, Reaktionspartner, Katalysatoren (*catalysts*)  
An chemischen und biologischen Umsetzungen maßgeblich beteiligte Stoffe.
    - Spurenelemente, Nährstoffe (*trace\_elements*)  
Für die Elementbilanz wichtige Stoffe wie Kalium, Natrium, Magnesium, Kalzium, Phosphate, Sulfate, ...
  - Stromobjekte (*streams*)
    - Biomassestrom (*biomass*)  
Als Grundlage dient ein Wasserstrom der mit verschiedenen Zusammensetzungen „beladen“ werden kann. Die Globals werden massenanteilmäßig zusammengesetzt und stehen den Anlagenapparaten für Berechnungen zur Verfügung.
    - Hilfsströme (Zusatzstoffe, Katalysatoren, Wasser zum Wärmetransport)
  - Apparate und Anlagenteile
    - Vorgrube (*bf\_mashing\_tub*)  
Auch Anmischbehälter. Suspendierung der feuchten Biomasse in Wasser. Bereits Zusatz von ersten Substanzen des Catalysts-Globals möglich.
    - Fermenter (*bf\_ch4\_fermenter*)  
Umsetzung der Biomasse zu Biogas anhand der Formel von Buswell (Buswell et al., 1952).
    - Nachgärbehälter (*bf\_ch4\_fermenter\_2nd*)  
Arbeitet grundsätzlich mit dem gleichen Modell wie der Fermenter, erlaubt aber nur geringe Produktionsmengen an Biogas.
    - Gas-Wäsche (*bf\_H2S\_scrubber*)  
Reduktion vom H<sub>2</sub>S des Biogases mit an einem Festbett immobilisiertem Bakterien zu elementarem Schwefel.
    - Ofen (*bf\_combustor\_extended\_fuel*)  
Basiert im grossen und Ganzen auf dem Standardofen Modell von IPSEpro und wurde um die Ausschleusung der Asche erweitert. Die in der Biomasse enthaltenen Spurenelemente sind in der Asche wieder zu finden.
    - e-Filter (*e\_filter*)  
Wurde bereits früher in der Forschungsgruppe programmiert und zur Verwendung in dieser Bibliothek geringfügig adaptiert (Schausberger, 2004)
-

- Mühle (*bf\_grain\_mill*)  
Zerkleinerung der Biomasse zu Beginn des Ethanolprozesses mit der Möglichkeit fasrige Anteile (Schalen, Spelzen) mit einem Gas(Luft)strom zu entfernen.
- Verflüssigung (*bf\_etoh\_liquefication*)  
Aufschluss der Stärke.
- Verzuckerung (*bf\_etoh\_saccharification*)  
Umsetzung der Stärke zu Zucker mittels der dafür benötigten Enzyme.
- Fermentation (*bf\_etoh\_fermentation*)  
Der Ethanolfermentation liegen im wesentlichen 2 Modelle zugrunde. Eine Variante, die anhand der Elementaranalyse mögliche Menge an Ethanol errechnet und eine zweite Variante, die auf die Menge an Zucker zurückgreift. Weiters wird das entstehende Kohlendioxid mitbilanziert und verlässt den Fermenter am Gasaustritt und in gelöster Form in der alkoholischen Maische.
- Destillation (*bf\_beer\_column*)  
Wird zur ersten Anreicherung des Ethanols bis etwa 50wt% verwendet. Außerdem werden die in der Maische enthaltenen Feststoffe (ungelöst und gelöst) über die Schlempe aus dem Prozess ausgeschleust. Des Weiteren wird über den Kolonnenkopf das gelöste Kohlendioxid entfernt.
- CO<sub>2</sub>-Stripping (*bf\_co2\_stripping*)  
Dient zur Entfernung des in der alkoholischen Maische gelösten Kohlendioxids.
- Rektifikation (*bf\_etoh\_rectification*)  
Aufkonzentrierung des Ethanols bis knapp unter den azeotropen Punkt.
- Adsorption (*bf\_etoh\_adsorber*)  
Entwässerung des Ethanols zu 99,7wt% Reinheit, die für eine Verwendung in einem Ottomotor gefordert sind.
- Dekanter (*bf\_decanter*)  
Fest/Flüssig-Trennung bei der Produktion von DDGS.
- Trocker (*bf\_drying*)  
Trocknung und Einstellung der Restfeuchte bei der Produktion von DDGS.
- Extraktor (*bf\_extractor*)  
Herauslösen des Zuckers aus den Rübenschnitzel mit anschließender Abtrennung der Rübenschnitzel aus der Roh-Melasse.
- Reinigung (*bf\_purification*)  
Reinigung der Roh-Melasse mit Ca(OH)<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> mit Abtrennung der entstehenden Feststoffe.
- Verdampfer (*bf\_flash*)  
Abzug des Dampfanteils beim Eindampfprozess. Wird nur in Kombination mit einem Wärmetauscher verwendet.
- Allgemeine Anlagenteile (Mixer, Splitter, Wärmetauscher, Pumpen)  
Die allgemeinen Anlagenteile wurden mit Elementen der IPSE-Standard-Bibliothek realisiert, was auch die Kompatibilität zur kompletten Standardbibliothek in Bezug auf Kraftwerks-, Wärme- und Energieversorgungseinheiten zur Bereitstellung oder Abfuhr von Wärmeenergie (Verbrennungskammer, Wärmetauscher, Verdampfer, Kondensator, ...) garantiert. Adaptierungsarbeiten betrafen dabei lediglich die Implementierung der neuen Globals, die aber die Gleichungszahl überproportional ansteigen ließen.

- Spezifische Anlagenteile zur Simulationsüberwachung (Monitoring) Werden zur besseren Kontrolle und Überwachung der einzelnen Ströme und Zusammensetzung während der Simulation verwendet und haben keinerlei Einfluss auf das quantitative und qualitative Simulationsergebnis.

### 3.3 Realisierung der Modelle für die Einzelprozesse

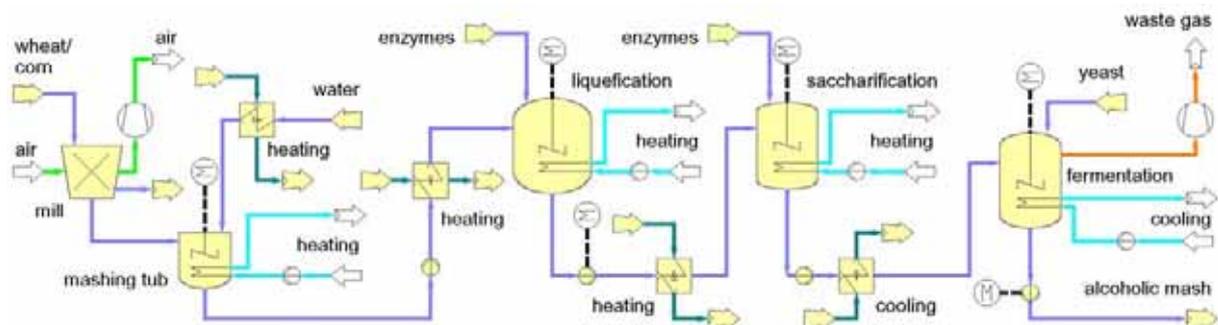
Aus diesen Objekten wurden anschließend die Fließbilder der Einzelanlagen erstellt. Dabei basieren die Modelle für Fernwärme, Biogas und Windenergie auf den existierenden Anlagen in Bruck/Leitha (siehe Kapitel 2.1.2). Die Fließbilder und Modelle der übrigen bzw. adaptierten Anlagen (Ethanolfermentation, DDGS-Trocknung, Biogasproduktion zur Wärmebereitstellung) wurde gemäß Literaturangaben zusammengestellt.

#### 3.3.1 Bioethanolerzeugung

Beim Aufbau des Modells wurde auf Literaturdaten zum Stand der Technik (Roehr (Ed.), 2001; Gerhartz et al. (Ed.), 1987) zurückgegriffen. Die Produktion von Bioethanol gliedert sich grob in die Schritte Rohstoffaufarbeitung, Fermentation und Ethanolreinigung. Während die Schritte Fermentation und Ethanolreinigung für die verschiedenen Rohstoffe prinzipiell gleich ablaufen, ist zu beachten, dass sich der Prozessschritt der Rohstoffaufarbeitung für die Zuckerrübe deutlich von der Vorgangsweise bei den anderen eingesetzten Rohstoffen (Weizen und Mais) unterscheidet.

##### 3.3.1.1 Bioethanol aus Weizen und Mais

Nach dem Mahlprozess (*bf\_grain\_mill*), in welchem nach Bedarf auch fasrige Anteile (Schalen, Spelzen) abgetrennt werden können, erfolgt die Anmischung (*bf\_mashing\_tub*) mit Wasser bzw. rückgeführter Dünnschlempe in einem Maischbottich oder einer Vorgrube. Danach erfolgt der Aufschluss der Stärke in der Verflüssigung (*bf\_etoH\_liquefication*), wobei aus dem Polysaccharid Stärke zunächst Oligosaccharide entstehen. Nach der vollständigen Umwandlung der Stärke in Zucker (*bf\_etoH\_saccharification*) wird dieser in der Fermentation (*bf\_etoH\_fermentation*) zu Ethanol umgesetzt.



**Abbildung 6** Fließbild des IPSEpro-Modells für die Rohstoffaufarbeitung und Fermentation von Bioethanol aus Weizen und Mais

Bei der Mahlung des Korns am Beginn der Ethanolproduktion kann, wenn dies erwünscht ist, der Faseranteil des Rohstoffes mittels Pressluft abgetrennt werden. In allen folgenden Berechnungen wird dieser Faseranteil aber durch den Fermenter durchgeschleust und somit direkt der DDGS- bzw. Biogasproduktion zugeführt. Dadurch sind die berechneten Trockensubstanzgehalte in Maische und Schlempe auch mit der Literatur vergleichbar.

Die Umsetzungen in den Prozessschritten Verflüssigung und Verzuckerung erfolgt anhand der Stärke- und Zuckerdaten. Mit 90°C besitzt die Verflüssigung das höchste Temperaturniveau in der Ethanolproduktion. Ein Teil der Wärme kann beim Abkühlen zur

Verzuckerung (60°C) und weiter zu Fermentation (35°C) rückgewonnen und zur Vorwärmung der Maische bei der Anmaischung (60°C) wieder verwendet werden.

Eingangsdaten und Ergebnisse für die Rohstoffverarbeitung von Weizen und Mais in einer Anlage mit einer Kapazität von 60.000 t/a Ethanol sind in **Tabelle 21** und **Tabelle 22** zusammengefasst. Die Korndaten beziehen sich auf Durchschnittswerte aus der Literatur, die für die verwendeten Rohstoffe detailliert erhoben wurden und geringfügig von den in Kapitel 2 angegebenen abweichen können (DLG, 1997; Francis, 2000; Roehr, 2001).

		Weizen	Mais
Massenstrom (Korn)	[t/a]	213.000	198.000
Wassergehalt (Korn)	[wt%]	13	15
Stärkegehalt (Korn)	[wt%]	60	62
TS-Gehalt (Korn)	[wt%]	27	23
Zuckergehalt (Maische)	[wt%]	15,7	16,2
TS-Gehalt (Maische)	[wt%]	25	24

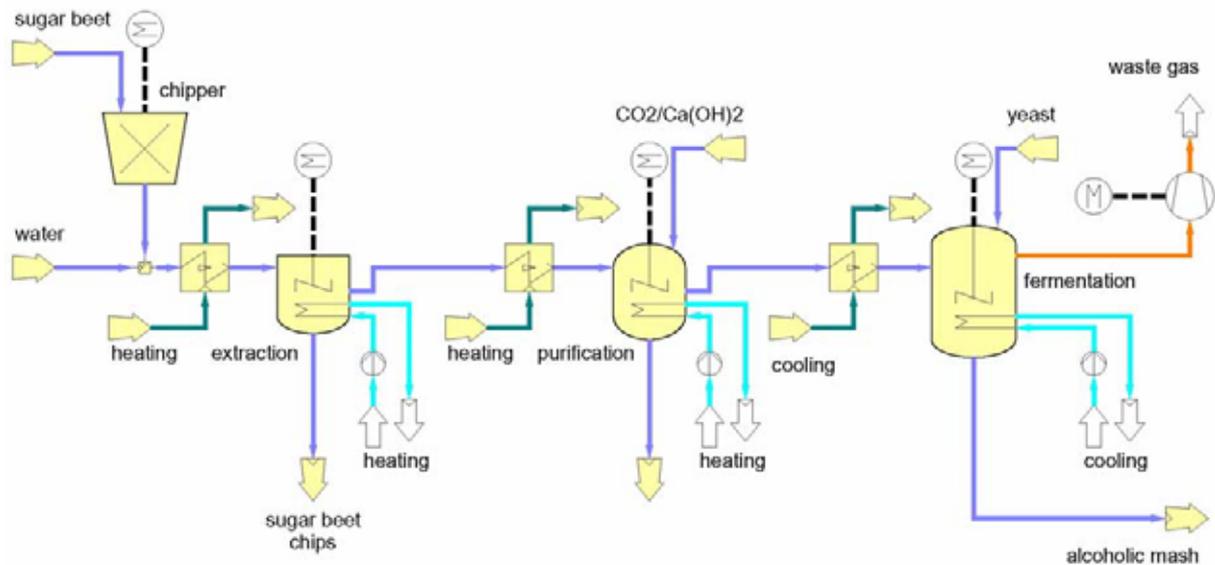
**Tabelle 21** Basisdaten und Ergebnisse der Rohstoffaufbereitung in einer Anlage mit 60.000 t/a Ethanol für die Rohstoffe Weizen und Mais

Prozessschritt	Temperatur Beginn	Temperatur Ende	Wärmededarf Weizen	Wärmededarf Mais
	[°C]	[°C]	[MJ/kg]	[MJ/kg]
Anmaische	20	60	2,78	2,01
Verflüssigung	60	90	2,33	1,77
Verzuckerung	90	60	-2,33	-1,77
Fermentation	60	35	-1,94	-1,47

**Tabelle 22** Energiebedarf und Temperatur zur Vorwärmung/Kühlung der Prozessströme bei der Rohstoffaufbereitung in einer Anlage mit 60.000 t/a Ethanol für die Rohstoffe Weizen und Mais

### 3.3.1.2 Bioethanol aus Zuckerrübe

Demgegenüber steht die Produktion von Bioethanol aus Zuckerrübe. Hier unterscheidet sich die Rohstoffaufbereitung von der bei Korn, während der Fermentationsschritt der gleiche ist. Modelltechnisch wird hier allerdings nicht wie bei Korn von der Elementaranalyse ausgegangen, sondern vom Zuckergehalt, der in diesem Fall leichter zugänglich ist.



**Abbildung 7** Fließbild des IPSE-Modells für die Rohstoffaufarbeitung und Fermentation von Bioethanol aus Zuckerrübe

Die Zuckerrübe wird zunächst zerkleinert (basierend auf *bf\_grain\_mill*). Aus den so gewonnenen Rübenschnitzeln, wird der Zuckersaft bei 70°C mit Wasser extrahiert (*bf\_extractor*). Die ausgekochten Schnitzel werden durch Auspressen entwässert und der Biogasanlage zugeführt. Das Presswasser dient erneut zur Extraktion von Rübenschnitzeln. Der gewonnene Rohsaft wird bei 95°C unter Zugabe von CaO und CO<sub>2</sub> gereinigt (*bf\_purification*). Der so entstandene Dünnsaft gelangt nach einem Kühlschritt und dem Einstellen des optimalen Zuckergehaltes direkt in den Fermenter. Eine energieintensive Eindickung, wie sie bei der Zuckerproduktion notwendig ist, entfällt hier.

		Zuckerrübe
Massenstrom (Rübe)	[t/a]	752.200
Wassergehalt (Rübe)	[wt%]	76
Zuckergehalt (Rübe)	[wt%]	16
TS-Gehalt (Rübe)	[wt%]	8
Zuckergehalt (Maische)	[wt%]	14,5
TS-Gehalt (Maische)	[wt%]	1,8

**Tabelle 23** Basisdaten und Ergebnisse der Rohstoffaufbereitung in einer Anlage mit 60.000 t/a Ethanol für den Rohstoff Zuckerrübe

Prozessschritt	Temperatur Beginn	Temperatur Ende	Wärmededarf Zuckerrübe
	[°C]	[°C]	[MJ/kg]
Extraktion	20	70	4,41
Reinigung	70	95	1,92
Fermentation	95	35	-3,38

**Tabelle 24** Energiebedarf und Temperatur zur Vorwärmung/Kühlung der Prozessströme bei der Rohstoffaufbereitung in einer Anlage mit 60.000 t/a Ethanol für den Rohstoff Zuckerrübe

### 3.3.1.3 Ethanolfermentation

Im Fermentationsschritt, der für die verschiedenen Rohstoffe gleich abläuft, erfolgt die Umsetzung von Zucker zu Ethanol gemäß:



Die Erträge aus der Ethanolproduktion hängen von der Temperatur, vom Zuckergehalt und von der Zusammensetzung der Maische ab. Wichtig ist zunächst die Fermentationstemperatur von maximal 35°C einzuhalten. Eine niedrige Temperatur verlangsamt die Ethanolproduktion, eine höhere Temperatur schädigt die verwendeten Mikroorganismen. Deshalb sind die Eingangsströme in den Fermenter auf entsprechende Temperatur zu bringen. Die Reaktionsenergie der Fermentation wird anhand der Literatur (Kaltschmitt) berechnet und mittels Kühler aus dem Fermenter abgezogen. Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus dieser Abwärme ist eine weitere Nutzung nicht möglich.

Der Zuckergehalt in der Maische ist sorgfältig einzustellen, da er letztendlich den Ethanolgehalt bestimmt. Wichtig ist es den Zuckergehalt in der Maische so zu wählen, dass dieser vollständig umgesetzt werden kann, ohne die Toxizitätsgrenze von Hefe von etwa 8 wt% Ethanol zu erreichen. Weiters ist darauf zu achten, dass die Maische nicht zu stark verdünnt wird, da dies eine Erhöhung des Energiebedarfs bei der Abtrennung des Ethanols zur Folge hat.

Der Ethanolfermentation (*bf\_ etoh\_ fermentation*) liegen im Wesentlichen 2 Modelle zugrunde. Eine Variante, die anhand der Elementaranalyse die mögliche Menge an Ethanol errechnet und eine zweite Variante, die auf die Definition der Substanzgruppen (Fette, Fasern, Stärke, Zucker, Asche, ...) und damit auf die Menge an Zucker zurückgreift. Die Implementierung beider Möglichkeiten wurde vorgenommen, da die Daten basierend auf der Elementaranalyse zwar genauer sind und auch die Zusammensetzung der Spurenelemente beinhalten, aber nicht für alle Rohstoffe zugänglich sind. Neben Ethanol wird auch das entstehende Kohlendioxid mitbilanziert. Es verlässt den Fermenter am Gasaustritt bzw. in gelöster Form in der alkoholischen Maische. Die Gaslöslichkeit wird dabei nach Henry gerechnet (siehe dazu Kapitel 3.3.1.4.2).

Weiters werden lösliche und unlösliche nicht fermentierbare Stoffe (bspw. Spurenelemente) mitberücksichtigt, sofern Daten aus der Elementaranalyse vorhanden sind, da dies von entscheidender Bedeutung für Biogasausbeute und Qualität von DDGS und Biogasgülle (und somit zur Erstellung des Düngermanagements) ist. Nicht berücksichtigt im Fermentationsmodell ist aber die Bildung von Nebenprodukten wie höhere Alkohole, Aldehyde oder organische Säuren, da die Entstehung komplex und mitunter noch nicht

vollständig geklärt ist. Infolge der Prozessführung der Rohstoffaufarbeitung (vor allem Maischerückführung) sollten die erwähnten Substanzklassen keine inhibierende Wirkung auf den Fermentationsprozess haben. Da diese Substanzen aber im Zuge der Reinigung des gewonnenen Bioethanols entfernt werden müssen, werden sie bei der detaillierten Berechnung des Rektifikationsteils mitberücksichtigt und auch dort behandelt.

Die Ströme für Maische, alkoholische Maische und Hefe bestehen dabei aus dem neu entwickelten *bio\_mass*-Stromobjekt. Die Fermenter-Kühlung und der Ausgangsgasstrom wurden mit dem IPSE-Standardstrom realisiert.

Die Anzahl der benötigten Fermenter ist von der Anlagengröße abhängig und kann variiert werden.

		Weizen	Mais	Zuckerrübe
Zuckergehalt (Maische)	[wt%]	15,7	16,2	14,5
TS-Gehalt (Maische)	[wt%]	25	24	1,8
Massenstrom (alk. Maische)	[wt%]	89.040	88.920	89.275
Ethanolgehalt (alk. Masche)	[wt%]	ca. 8	ca. 8	ca. 8
TS-Gehalt (alk. Maische)	[wt%]	12	10	2,9
Kühlbedarf	[MJ/kg EtOH]	-1,26	-1,26	-1,26

**Tabelle 25**

*Basisdaten und Ergebnisse der Simulation des Fermentationsschrittes in einer Anlage mit 60.000 t/a Ethanol für die Rohstoff Weizen, Mais und Zuckerrübe*

### 3.3.1.4 Ethanolaufarbeitung

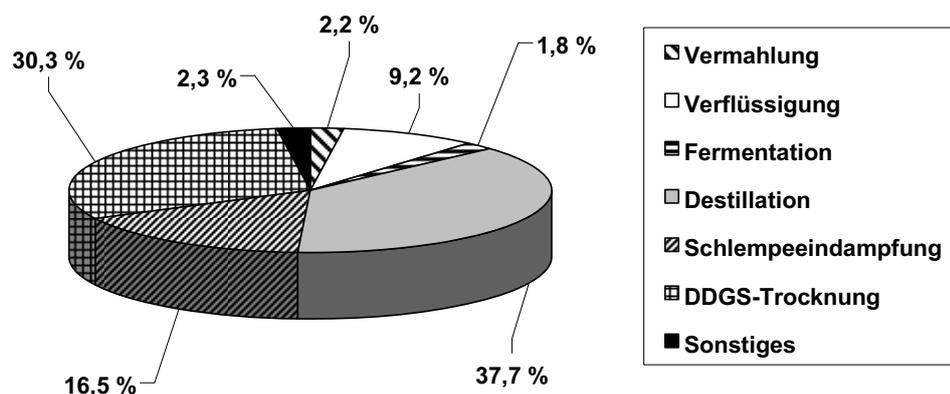
Entscheidend für die Qualität des gewonnenen Ethanols und die Wirtschaftlichkeit des gesamten Prozesses ist vor allem der Schritt der Ethanolreinigung, der infolge der eingesetzten Technologien äußerst energieintensiv ist (Grayson et al., 1984; Busche, 1984). Deshalb wurde der Entwicklung und Optimierung der Modelle für diesen Prozessschritt besondere Sorgfalt gewidmet. Das Modell der Ethanolaufarbeitung basiert dabei auf detaillierten Betrachtungen des Destillations-/Rektifikationsteils unter Verwendung des Simulationsprogrammes ASPENplus.

#### 3.3.1.4.1 Grundlagen der Ethanolaufarbeitung

Die Ethanolaufarbeitung kann grob in die folgenden Bereiche unterteilt:

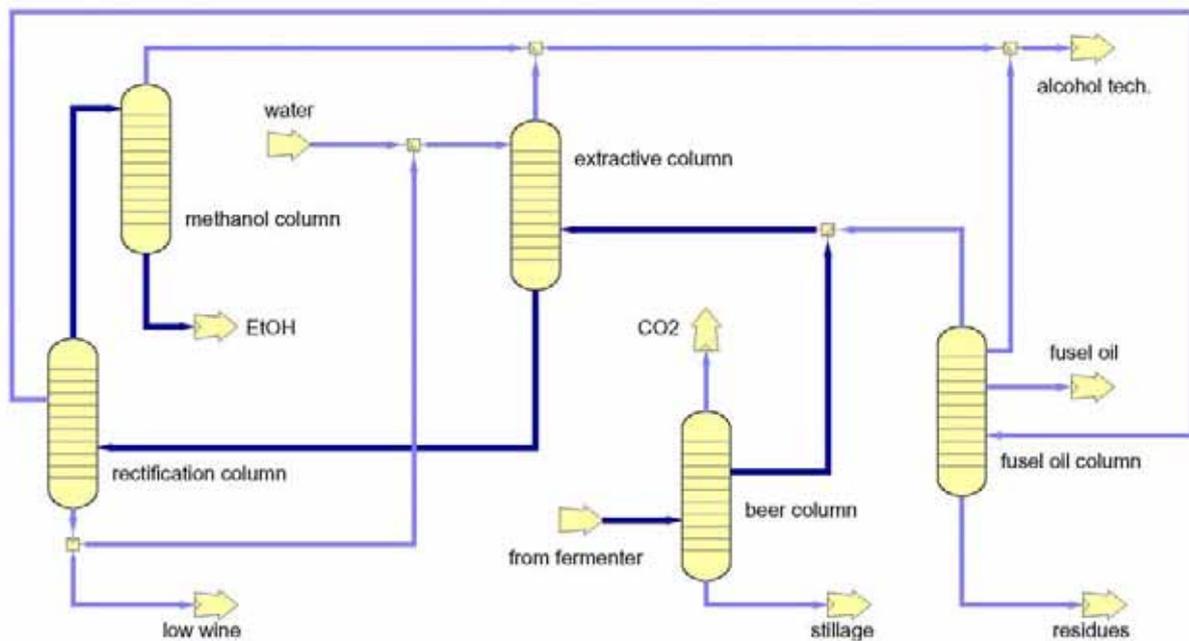
- Gewinnung von Ethanol aus der alkoholischen Maische
- Aufkonzentrierung von Ethanol
- Trocknung von Ethanol

Zur Gewinnung von Ethanol aus der alkoholischen Maische nach der Fermentation wird im technischen Maßstab trotz des hohen Energiebedarfs (**Abbildung 8**) vorwiegend die Destillation eingesetzt. Membranverfahren wie Pervaporation oder Dampfpermeation haben sich hier noch nicht durchgesetzt. Als Hauptgrund neben den verfügbaren Membranmaterialien ist hier vor allem die notwendige Vorreinigung zur Vermeidung von Membranfouling zu nennen. Auch das reine Gas-Strippen ist hier nicht anzutreffen. Zwar wird gelegentlich die erste Kolonne im Aufarbeitungsprozess als „Strippkolonne“ bezeichnet, allerdings erfolgt dieser Strippvorgang mit Dämpfen der Fermentationslösung zumeist im oberen Teil einer Destillationskolonne.



**Abbildung 8**     *Anteile an Energiebedarf bei der Bioethanolherstellung (Lurgi, 2005)*

Je nach gewünschter Produktqualität kommen im Destillationsteil 2-5 Kolonnen zum Einsatz (siehe **Abbildung 9** und **Tabelle 26**). Allen Schaltungsvarianten gemeinsam ist das Vorhandensein einer Bierkolonne und einer Rektifikationskolonne. Es ist zu beachten, dass bei Anlagen mit weniger als 5 Kolonnen mehrere Funktionen in einer Kolonne zusammengefasst sein können und Nebenprodukte über Seitenströme abgeführt werden.



**Abbildung 9** Schema Rektifikationsteil mit 5 Kolonnen

Quelle	Kolonnen	Beschreibung/Anmerkung
Aden et al., 2002	2	Siehe unser Modell
Roehr, 2001	3	Fuselöle in Rektifikationskolonne nahe Boden als Seitenstrom abgezogen; 3. Kolonne zur Entfernung von Aromen
Vogelbusch, 1995	5	Siehe <b>Abbildung 9</b>
Gerhardt, 1987	4 / 2	In der 4-Kolonnen-Variante ohne Methanolkolonne
Katzen et al., 1980	4 / 2	In der 4-Kolonnen-Variante ohne Methanolkolonne
Ficarella et al., 1999	3	Bierkolonne und Rektifikationskolonne; 3. Kolonne zur Abtrennung von niedrig siedenden Komponenten aus dem Kopfstrom der Bierkolonne
Reimelt et al., 2002	2/(3)	Lurgi Life Science

**Tabelle 26** Übersicht und Quellen zur Kolonnenverschaltung

Die Bezeichnung und Funktion der einzelnen Kolonnen ist dabei wie folgt:

- **Bierkolonne:** Abtrennung von Ethanol aus der alkoholischen Maische nach dem Fermenter am Kopf der Kolonne oder als Seitenstrom; Temperatur im Kolonnensumpf max. 85°C; Ethanol-Konzentration am Ausgang etwa 42-48 wt%
- **Rektifikationskolonne:** Aufkonzentrierung von Ethanol nach der Bierkolonne bis nahe des Azeotropen Punktes; Abtrennung von Fuselölen; Ethanol-Konzentration am Ausgang etwa 90-92 wt%
- **Extraktivkolonne:** Entfernung von Methanol, Aldehyden und Estern am Kopf der Kolonne unter Zugabe von Wasser als „Schleppmittel“ (Wasserdampfdestillation); Ethanol-Konzentration am Ausgang etwa 75 wt%
- **Nachlaufkolonne:** Gewinnung von Ethanol aus Seitenstrom der Rektifikationskolonne und damit Reduktion der Menge an technischem Alkohol
- **Methanolkolonne:** Abtrennung von Methanol

Für die Trocknung von Ethanol war lange Zeit die Schleppmitteldestillation das Verfahren der Wahl. Heute wird dazu vorwiegend die Adsorption eingesetzt. Zunehmend wird im Labor- und Pilotmaßstab auch eine Extraktivrektifikation beschrieben, wo gelöste Salze anstelle eines flüssigen Lösungsmittels zum Brechen des Azeotrops Ethanol/Wasser eingesetzt werden (Pinto et al., 2000; Siklos et al., 1982, Llano-Restrepo et al., 2003).

#### 3.3.1.4.2 Zusammensetzung der alkoholischen Maische und Ethanolspezifikation

Während die Umsetzung von Zucker zu Ethanol und CO<sub>2</sub> im Fermenter-Modell relativ einfach implementiert werden konnte, ist die Berücksichtigung der Bildung von Nebenprodukten infolge ihrer Komplexität nicht möglich und auch nicht notwendig. Während die in den Rohstoffen enthaltene Spurenelemente für die Qualität von Folgeprodukten wie Tierfutter (DDGS) und Dünger (Biogasgülle) von entscheidender Bedeutung sind und in den einzelnen IPSEpro-Modellen mitbilanziert werden, spielen die Nebenprodukte (Alkohole, Aldehyde, organische Säuren) der Alkoholfermentation in diesem Zusammenhang nur eine untergeordnete Rolle und werden bei der Gesamtanlagen-Betrachtung außer Acht gelassen. Da diese Nebenprodukte zum Teil aber mit dem Ethanol aus der alkoholischen Maische abgetrennt werden, spielen sie bei der detaillierten Betrachtung der Ethanolaufarbeitung in ASPENplus eine entscheidende Rolle. Einerseits müssen sie im Zuge der Reinigung des Bioethanols entfernt werden, andererseits beeinflussen sie das Phasengleichgewicht im Rektifikationsteil.

Die Zusammensetzung der alkoholischen Maische am Eingang der Bierkolonne bei der Betrachtung des Destillationsteils in ASPENplus ist für Weizen als Rohstoff in **Tabelle 27** zusammengefasst. Die Zusammensetzung der alkoholischen Maischen aus Mais und Zuckerrübe unterscheiden sich dadurch lediglich im Gehalt an Trockensubstanz. Eine weitere Detaillierung einzelner Substanzgruppen erfolgt in **Tabelle 28** und **Tabelle 29**. Die Tabellen entstanden durch Zusammenfassung von Literaturdaten (Gerhardt, 1987; Roehr, 2001; Energiepark Bruck/Leitha, 2004). Zum Gehalt an Aldehyden und deren Zusammensetzung lagen leider keinerlei Daten vor.

Die Produktreinheit von Bioethanol zum Einsatz in Treibstoffen wird durch ÖNORM EN228 geregelt: Problematisch ist vor allem der Gehalt an organischen Säuren. Es ist ein maximaler Gehalt von 0,007 wt% (gerechnet als Essigsäure) im Ethanol erlaubt. Andere Alkohole stellen demnach kein Problem dar, sofern Spezifikation bezüglich des Dampfdruckes erfüllt sind.

Komponente	Formel	Input	Anteil
		[kg/kg]	[wt%]
Wasser	H <sub>2</sub> O	0,787038	78,70
Ethanol	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O	0,08	8,00
Kohlendioxid	CO <sub>2</sub>	0,001	0,10
Organische Säuren		0,00361	0,36
Fuselöle		0,00835	0,84
TS (löslich)		0,06	6,00
TS (unlöslich)		0,06	6,00
Aldehyde		-	-

**Tabelle 27** Zusammensetzung alkoholische Maische (Rohstoff Weizen)

Komponente	Formel	Input	Anteil
		[kg/kg]	[wt%]
Bernsteinsäure	C <sub>4</sub> H <sub>6</sub> O <sub>4</sub>	0,002	55,40
Milchsäure	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> O <sub>3</sub>	0,0006	16,62
Apfelsäure	C <sub>4</sub> H <sub>6</sub> O <sub>5</sub>	0,0006	16,62
Zitronensäure	C <sub>6</sub> H <sub>8</sub> O <sub>7</sub>	0,0002	5,54
Essigsäure	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> O <sub>2</sub>	0,0002	5,54
Isobuttersäure	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> O <sub>2</sub>	0,00001	0,28
Valeriansäure	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub> O <sub>2</sub>	Spuren	Spuren
<b>Organische Säuren</b>		<b>0,00361</b>	

**Tabelle 28** Zusammensetzung organische Säuren

Komponente	Formel	Input	Anteil
		[kg/kg]	[wt%]
Glycerol	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> O <sub>3</sub>	0,008	95,81
1-Propanol	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> O	0,00003	0,36
Isobutanol	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> O	0,00006	0,72
Aktiver Amylalkohol	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> O	0,00006	0,72
Isoamylalkohol	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> O	0,0002	2,40
n-Butanol	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> O	0,000002	0,02
<b>Fuselöle</b>		<b>0,00835</b>	

**Tabelle 29** Zusammensetzung Fuselöle

Neben der Bildung von Ethanol wird im Modell des Fermenters (*bf\_etoH\_fermentation*) auch das entstehende Kohlendioxid mitbilanziert. CO<sub>2</sub> verlässt den Fermenter am Gasaustritt bzw. in gelöster Form in der alkoholischen Maische. Weiters kommt es in der Bierkolonne infolge der höheren Temperaturen und der geringeren Gaslöslichkeit in der Maische/Schlempe zu einem weiteren Ausgasen. Die Löslichkeit von CO<sub>2</sub> wird dabei als Funktion der Temperatur nach Henry gerechnet:

$$p_i = H_i \cdot x_i$$

mit:  $p$  [bar],  $x$  [mol/mol],  $H$  [kmol/bar kmol]

Für die Henry-Konstante finden sich dabei die folgenden Formulierung und Parameter:

$$R \cdot \ln x_i = A + \frac{B}{T} + C \cdot \ln T + D \cdot T \quad \text{bei Druck von 1 bar}$$

mit:  $T$  [K],  $R$  [1,985 cal/mol K]

nach: (Wilhelm et al., 1977)

$$\ln H_i = a + \frac{b}{T} + c \cdot \ln T + d \cdot T$$

mit:  $T$  [K],  $p$  [bar],  $x$  [mol/mol],  $H$  [kmol/bar kmol]

nach: AspenTech, 2001

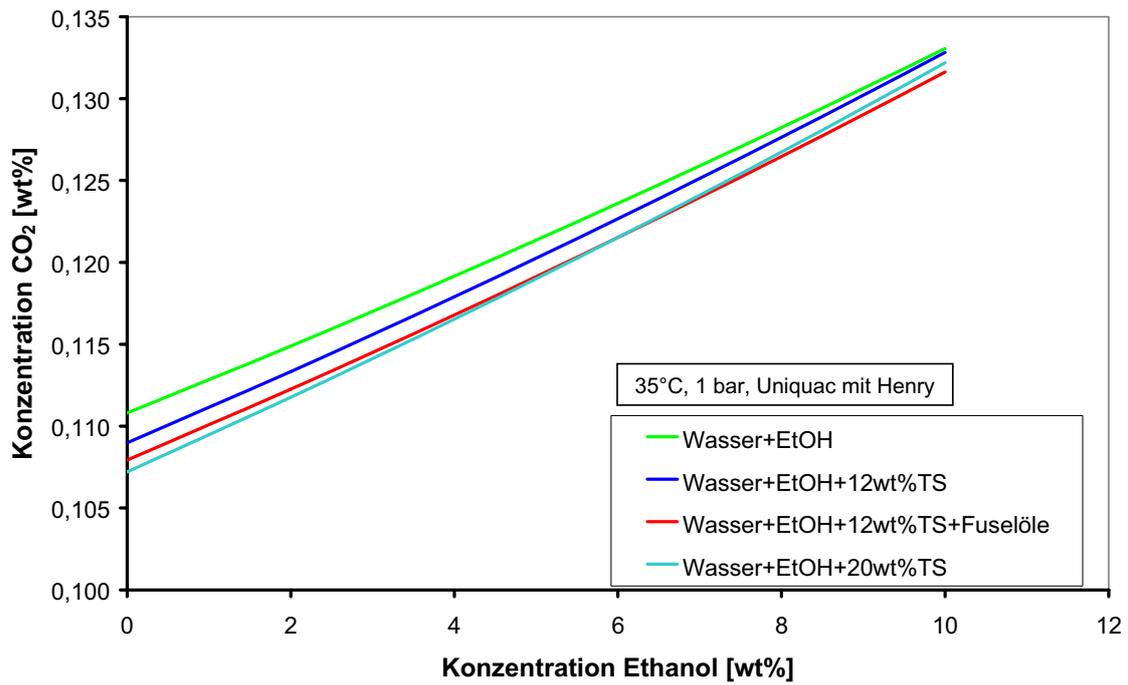
		Wilhelm et al., 1977	AspenTech, 2001
A, a		-317,658	159,1997
B, b		17371,2	-8477,711
C, c		43,0607	-21,9574
D, d		-0,00219107	0,0057807
CO <sub>2</sub> -Löslichkeit (30°C, 1 bar)	[mol/mol]	5,37e-4	5,46e-4
CO <sub>2</sub> -Löslichkeit (70°C, 1 bar)	[mol/mol]	2,59e-4	2,53e-4

**Tabelle 30** Parameter zur Berechnung der Henry-Konstante und CO<sub>2</sub>-Löslichkeit in Wasser

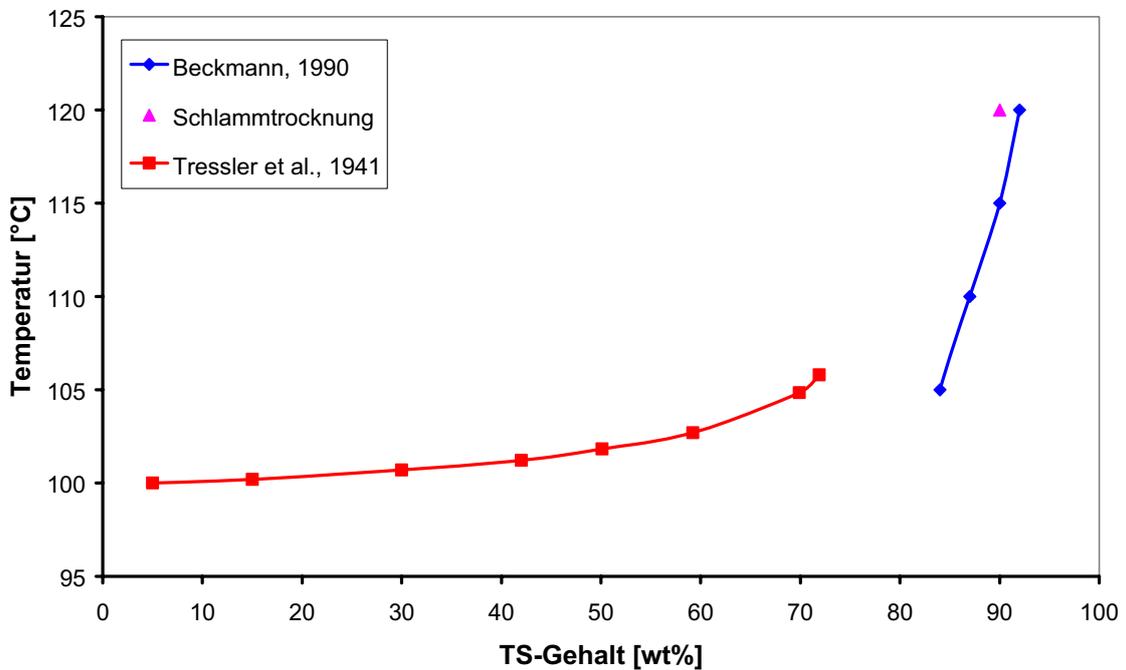
Die Löslichkeit von CO<sub>2</sub> in der Fermentationslösung wird dabei sowohl vom Ethanolgehalt als auch vom Gehalt der anderen Maischebestandteile (Trockensubstanz, Fuselöle, ...) beeinflusst, wie **Abbildung 10** zeigt.

Wichtig ist es dabei im Destillationsteil neben den Nebenprodukten auch den Feststoffanteil bzw den Anteil an gelösten Inertstoffen zu berücksichtigen, da diese Stoffe den Siedepunkt der Lösung in der Bierkolonne, bei der Dünnschlempeeindampfung sowie der DDGS-Trocknung beeinflussen. Eine Unterscheidung in lösliche und unlösliche Inertstoffe wird bereits hier vorgenommen, um später auch die Dekanter für die DDGS-Trocknung simulieren zu können.

Einen Eindruck des Einflusses des TS-Gehaltes auf das Siedeverhalten von Wasser gibt dabei **Abbildung 11** wieder. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass die Siedepunkterhöhung infolge des TS-Gehaltes in der Lösung vor allem bei der DDGS-Trocknung in Form einer höheren Heizdampfperatur zum Tragen kommt.



**Abbildung 10** *CO<sub>2</sub>-Löslichkeit in alkoholischer Maische*



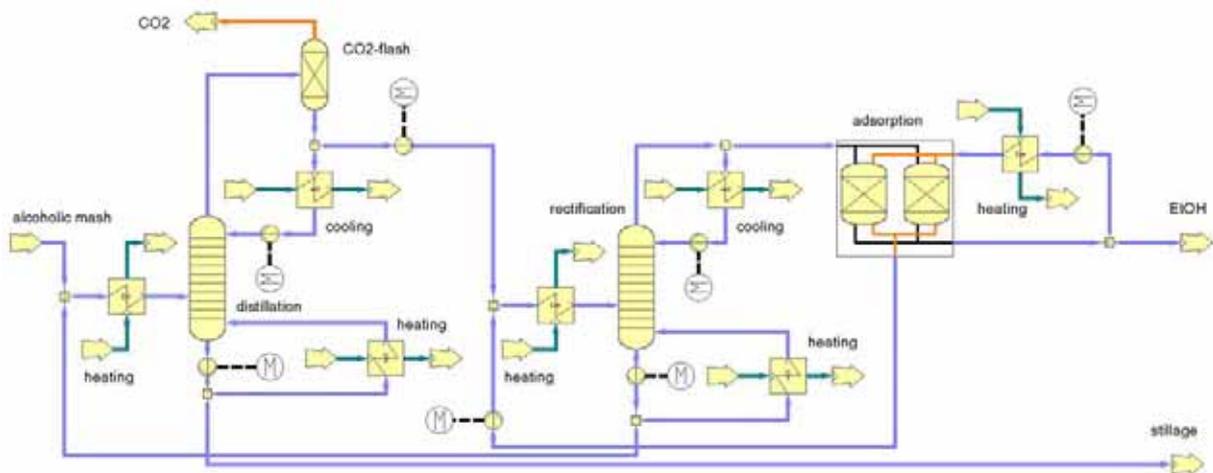
**Abbildung 11** *Einfluss des TS-Gehaltes auf das Siedeverhalten wässriger Lösungen*

### 3.3.1.4.3 Simulationsmodell zur Ethanolauflaufbereitung

Die Units zur Simulation der Destillations-/Rektifikations-Teils in IPSEpro beruhen dabei ausschließlich auf Massen- und Energiebilanzbasis. Die Optimierung der Verschaltung und Festlegung der Betriebsparameter erfolgte in ASPENplus. Die Optimierungsergebnisse wurden dann der Betrachtung des Gesamtverfahrens sowie der Verschaltung der Einzelanlagen zugrunde gelegt.

Bei der Erstellung des IPSE-Modells wurde darauf geachtet, dass der Anlagenteil zur Aufarbeitung des Bioethanols einfach geändert werden kann, was vor allem die Wärmeverschaltung betrifft, da dieser Bereich sehr energieintensiv ist und hier ein großes Optimierungspotential liegt.

Das Modell des Destillations-/Rektifikations-Teils basiert auf Untersuchungen und Berechnungen nach NREL mit 2 Kolonnen. Ethanol wird als Seitenstrom aus der Bierkolonne abgezogen. CO<sub>2</sub> und leichterflüchtige Komponenten hingegen verlassen die Bierkolonne im Kopf. Ethanolverluste im Kopfstrom werden durch Kondensation gewonnen und mit der Maische in die Kolonne rückgeführt. Die Betriebsparameter der Kolonne werden so eingestellt, dass die Schlempe den Kolonnensumpf nahezu ethanolfrei verlässt.



**Abbildung 12** *Abbildung: Schema des 2-Kolonnenkonzeptes nach NREL inklusive Ethanol Trocknung mittels Adsorption (Aden et al., 2002)*

Der Seitenstrom (40-50 wt% EtOH) der Bierkolonne wird der Rektifikationskolonne zugeführt. Im Kopf der Kolonne wird 92-94 %iges Ethanol gewonnen, das weiter zum Adsorptionsteil geht. Der Sumpfstrom, der etwa 20 wt% Ethanol enthält, wird in die Bierkolonne rückgeführt. Ein Teil dieses Sumpfstromes wird ausgeschleust, um Fuselöle aus dem System zu entfernen. Nahe dem Kopf der Rektifikationskolonne wird auch der Regeneratstrom des Adsorptionsteils eingespeist.

Gelöste und ungelöste Inertstoffe (TS) verlassen die Bierkolonne mit der Schlempe. Die Schlempe enthält auch den Großteil an organischen Säuren. Lediglich minimale Anteile von Milchsäure gelangen in die Rektifikation, sowie Teile der Essigsäure (etwa 3 % der ursprünglichen Menge in der Maische). Nahezu die gesamte Menge an durchgegangener Säure ist letztendlich im Sumpf der Rektifikationskolonne zu finden und kann auch als technischer Ethanol abgezogen werden. Der abgezogene technische Alkohol beinhaltet auch die Fuselöle sowie den geringen Anteil an Glycerol, der in den Rektifikationsteil gelangt. Lediglich Methanol ist noch im Kopf der Rektifikationskolonne zu finden.

Das Flowsheet des IPSE-Modells ist **Abbildung 12** zu entnehmen. Es beinhaltet bereits den Trocknungsschritt mittels Adsorption (Siehe Kapitel 3.3.1.5). Das Flowsheet des ASPENplus-Modells zur detaillierten Betrachtung des Rektifikationsteils ist dem Anhang (**Abbildung 32**) zu entnehmen.

#### 3.3.1.4.4 Optimierung der Ethanolauflaufarbeitung

Auslegung und Optimierung des Destillations-/Rektifikationsteils der Ethanolauflaufarbeitung erfolgte in ASPENplus. Das Flowsheet des ASPENplus-Modells ist dem Anhang zu entnehmen.

Die Berechnung des Simulationsmodells erfolgte ohne Probleme. Es zeigte sich aber, dass vor allem bei der Bierkolonne eine sorgfältige Auswahl und Festlegung der Kolonnenparameter notwendig war, da ansonsten aufgrund der Freiheitsgrade im System negative Kopftemperaturen erzielt wurden.

Als thermodynamisches Modell wurde UNIQUAC gewählt, weil im Gegensatz zu NRTL Wechselwirkungsparameter für alle Spurenkomponenten vorhanden waren. Ein Vergleich der Ergebnisse mit beiden thermodynamischen Modellen ergab infolge der geringen Konzentration der Nebenprodukte mit fehlenden Wechselwirkungsparametern letztendlich aber keine nennenswerten Unterschiede. Das Wilson Modell wurde nicht weiter verwendet, da es für das betrachtete System nur Parameter für das System H<sub>2</sub>O-Ethanol verfügt. Die CO<sub>2</sub>-Löslichkeit wurde nach Henry gerechnet.

Die detaillierte Betrachtung des Destillations-/Rektifikationsteils in ASPENplus umfasste dabei die Simulation der folgenden Punkte:

- Grobe Festlegung der Kolonnenverschaltung und Kolonnenparameter für die Anlagengröße von 60.000 t/a
  - Bodenzahl
  - Feed- und Abzugsböden
  - Druck und Druckverlust
- Detaillierte Variationsrechnung zur Optimierung der Kolonnenverschaltung und Betriebsparameter für Anlagengröße 60.000 t/a
  - Seitenstrom Kolonne 1: Einfluss auf Energiebedarf und Ethanolkonzentration im Kolonnensumpf (Ethanolverluste)
  - Kopfstrom Kolonne 1: Festlegung der Kopftemperatur im Simulationsmodell
  - Rücklaufverhältnis Kolonne 1: Einfluss auf Energiebedarf und Ethanolkonzentration im Kolonnensumpf
  - TS-Gehalt zugeführte alkoholische Maische: Geringer Einfluss auf Energiebedarf von Kolonne 1 und der Feedvorwärmung
  - Kopfstrom Kolonne 2: Starker Einfluss auf Sumpfstrom in Kolonne 2 (Massenstrom und Ethanolgehalt), aber geringer Einfluss auf Kopfkonzentration
  - Rücklaufverhältnis Kolonne 2: Einstellen der Kopfkonzentration in Kolonne 2 und starker Einfluss auf Energiebedarf der Kolonne
  - Zustromböden für Regenerat aus Adsorption
  - Ausschleusung technischer Alkohol
- Maßnahmen zur Wärmeintegration anderer Anlagenteile
  - Variation Kolonnendruck Kolonne 1 und 2
  - Senken von Kolonnendruck und Druckverlust in Kolonne 2
  - Anpassung Kolonnendruck Kolonne 1

- Senkung von Sumpfkonzentration Kolonne 2 und daraus resultierende Korrekturen des übrigen Betriebsparameter (Seitenstrom und Rücklauf Kolonne 1)

Die aus der Optimierung resultierenden Kolonnenparameter für eine Ethanolanlage mit einer Kapazität von 60.000 t/a (Rohstoff Weizen) sind in **Tabelle 31** zusammengefasst. Daten bezüglich der Stoffströme sowie das ASPENplus-Flowsheet sind dem Anhang zu entnehmen (**Tabelle 58, Abbildung 32**).

<b>Bierkolonne</b>		
Stufenzahl	[-]	32
Rücklaufverhältnis	[-]	4
DistRate	[kg/h]	900
SideStream	[kg/h]	21000
FeedTray	[-]	4
SideStreamTray	[-]	8
Pressure Condenser	[bar]	1,0
Pressure Drop	[bar]	0,2
<b>Rektifikationskolonne</b>		
Stufenzahl	[-]	60
Rücklaufverhältnis	[-]	8
DistRate	[kg/h]	9350
FeedTray	[-]	44
FeedTrayFromMole	[-]	19
Pressure Condenser	[bar]	3,5
Pressure Drop	[bar]	0,5

**Tabelle 31** *Optimierte Kolonnenparameter des Rektifikationsteils (60.000 t/a Ethanol, Rohstoff Weizen)*

### 3.3.1.4.5 Simulation der verschiedenen Anlagengrößen

Um den Energiebedarf des Rektifikationsteils für verschiedene Anlagengrößen korrekt berechnen zu können, wurde entsprechend der Anlagengröße die Effektivität des Trennung definiert. Um trotz unterschiedlicher Trennleistung der Kolonnen für alle Anlagenvarianten die gleichen Konzentrationen an Ethanol im Sumpf von Kolonne 1 (ca. 90 ppm; legt Ethanolverluste durch Lutterwasser fest) und im Kopf von Kolonne 2 (ca. 94,7 wt%) zu erhalten, musste das Rücklaufverhältnis in beiden Kolonnen angepasst werden. Die erhaltenen Kolonnenparameter sind in **Tabelle 32** für die verschiedenen Anlagengrößen zusammengefasst. Da in der Fermentation jeweils ein Ethanolgehalt von 8 wt% eingestellt wird, sind diese Werte als unabhängig vom eingesetzten Rohstoff zu betrachten. Gleiches gilt für die in **Tabelle 33** dargestellten Basisdaten zur Simulation des Rektifikationsteils der Ethanolproduktion bei den verschiedenen Anlagengrößen.

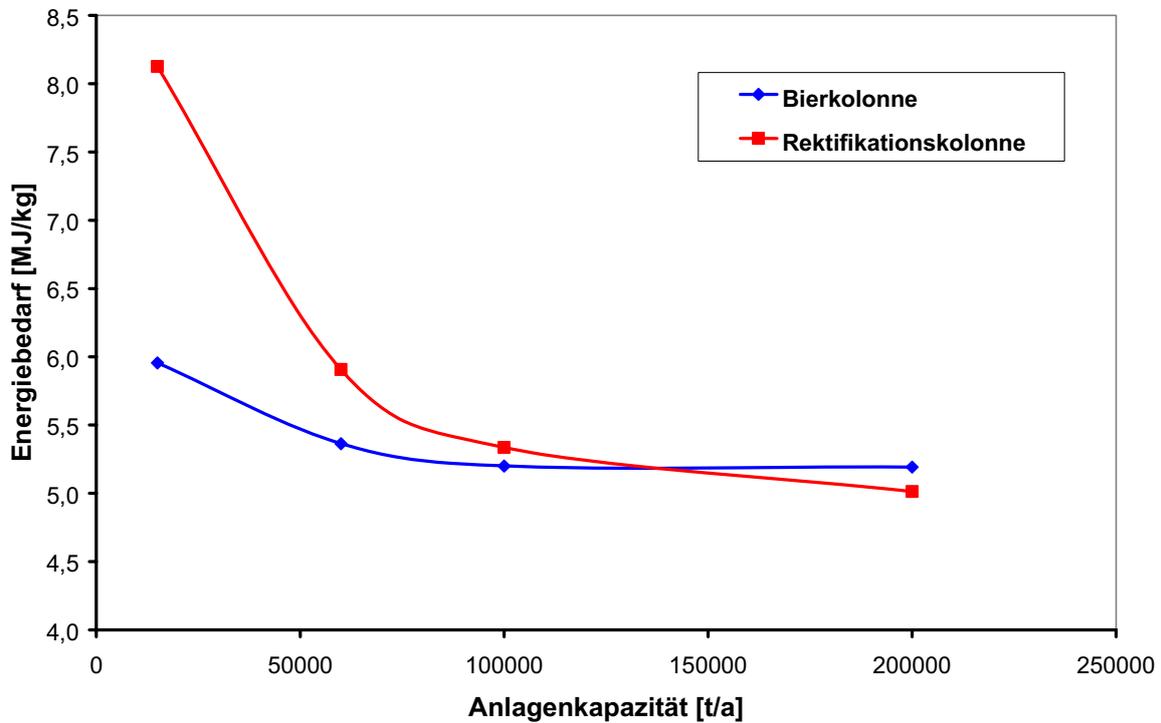
Anlagengröße	Trenneffektivität		Rücklaufverhältnis	
	Bierkolonne	Rekt. Kolonne	Bierkolonne	Rekt. Kolonne
15.000 t/a	0,38	0,5	7,5	10
60.000 t/a	0,48	0,6	4	8
100.000 t/a	0,53	0,65	3	7,5
200.000 t/a	0,58	0,7	3	7,2

**Tabelle 32** Trenneffektivität und Rücklaufverhältnis von Bier- und Rektifikationskolonne für verschiedene Anlagengrößen

Anlagenkapazität	[t/a]	15.000	60.000	100.000	200.000
Anlagenkapazität	[kg/h]	1.781	7.123	11.871	23.742
Schlempe vor Bierkolonne	[kg/h]	22.250	89.050	148.400	296.800
Schlempe nach Bierkolonne	[kg/h]	20.500	82.000	136.500	273.000

**Tabelle 33** Basisdaten zur Simulation des Rektifikationsteils für verschiedenen Anlagenkapazität

Der Einfluss der Trenneffektivität auf den Energiebedarf im Rektifikationsteil ist in **Abbildung 13** wiedergegeben.



**Abbildung 13** Energiebedarf Bier- und Rektifikationskolonne als Funktion der Anlagengröße)

**Tabelle 34** fasst die Simulationsergebnisse für den Energiebedarf der Ethanolfermentation (Rohstoffaufbereitung, Fermentation, Ethanolauflaufbereitung) für die verschiedenen Anlagenkapazitäten und Rohstoffe zusammen. Die Daten ergeben sich durch Aufsummieren des Einzelbedarfs der einzelnen Anlagenteile. Der Energiebedarf der Adsorption (Siehe folgendes Kapitel 3.3.1.5) ist hier bereits berücksichtigt. Die Ergebnisse der Wärmeintegration sind in Kapitel 4 zusammengefasst.

	Energiebedarf in GWh/a			
	15.000 t/a	60.000 t/a	100.000 t/a	200.000 t/a
<b>Weizen</b>	91,6	318,4	510,7	1002,9
<b>Mais</b>	85,7	296,5	473,8	929,0
<b>Zuckerrübe</b>	95,8	337,6	541,8	1065,1

**Tabelle 34** Ergebnisse der Simulation der Ethanolfermentation (Summe Einzelbedarf der Anlagenteile)



Für den Dekanter wurden die Daten für ein Gerät vom Typ Flottweg Z73-4 Gerät gewählt, das für einen Durchsatz von 55-75 m<sup>3</sup>/h geeignet ist und 110 kW bzw. 30 kW elektr. Energie für Trommel- bzw. Schneckenantrieb (Flottweg, 2005) benötigt. Bei höherem Durchsatz sind mehrere Geräte parallel zu schalten.

Die Eindampfung erfolgt 3 stufig, wobei die Brüden einer Verdampferstufe zur Beheizung der vorhergehenden dienen. Als Trockner kommen indirekt beheizte Rotationstrockner oder so genannte „Steam Tube“-Trockner zum Einsatz (Sinott, 1997; Kroschwitz, 1993; Perry, 1984).

Ähnlich wie im Rektifikationsteil wurde auch die Detailbetrachtung der DDGS-Einheit in ASPENplus durchgeführt und anschließend die Ergebnisse in das IPSEpro-Modell übernommen, da dieser Prozessschritt noch vor der Rektifikation der energieintensivste im Produktionsprozess von Bioethanol ist (vgl. **Abbildung 8**). Flowsheet und detaillierte Stromergebnisse für die DDGS-Produktion in einer Ethanolanlage der Kapazität 60.000 t/a (Rohstoff Weizen) sind dem Anhang zu entnehmen (**Abbildung 33, Tabelle 62**).

	Weizen	Mais
Schlempe	14	12
Kuchen	25	25
Dünnschlempe	7	5
nach 1. Verdampferstufe	9	6,5
nach 2. Verdampferstufe	13	10,5
Sirup (= nach 3. Verdampferstufe)	30	29
Sirup + Kuchen	26	25,5
DDGS	90	90

**Tabelle 35** Trockensubstanz-Gehalt (in wt%) der Prozessströme der DDGS-Trocknung für die Rohstoffe Weizen und Mais

		Verdampf. 1	Verdampf. 2	Verdampf. 3	Trockner
TS In	[%]	7	8-9	12-14	26-27
TS Out	[%]	8-9	12-14	30	90
Druck	[bar]	1	1,5	2	1
Siedepunkt Lsg.	[°C]	102	114,5	125,5	120

**Tabelle 36** Prozessdaten zur DDGS-Trocknung (Rohstoff Weizen)

Prozessdaten aus der ASPENplus-Simulation sind in **Tabelle 36** für den Rohstoff Weizen zusammengefasst. Ergebnisse für eine DDGS-Trocknung nach einer Ethanolanlage mit einer Kapazität von 60.000 t/a (Rohstoff Weizen, 50% Dünnschlempe rückgeführt) gibt **Tabelle 37** wieder

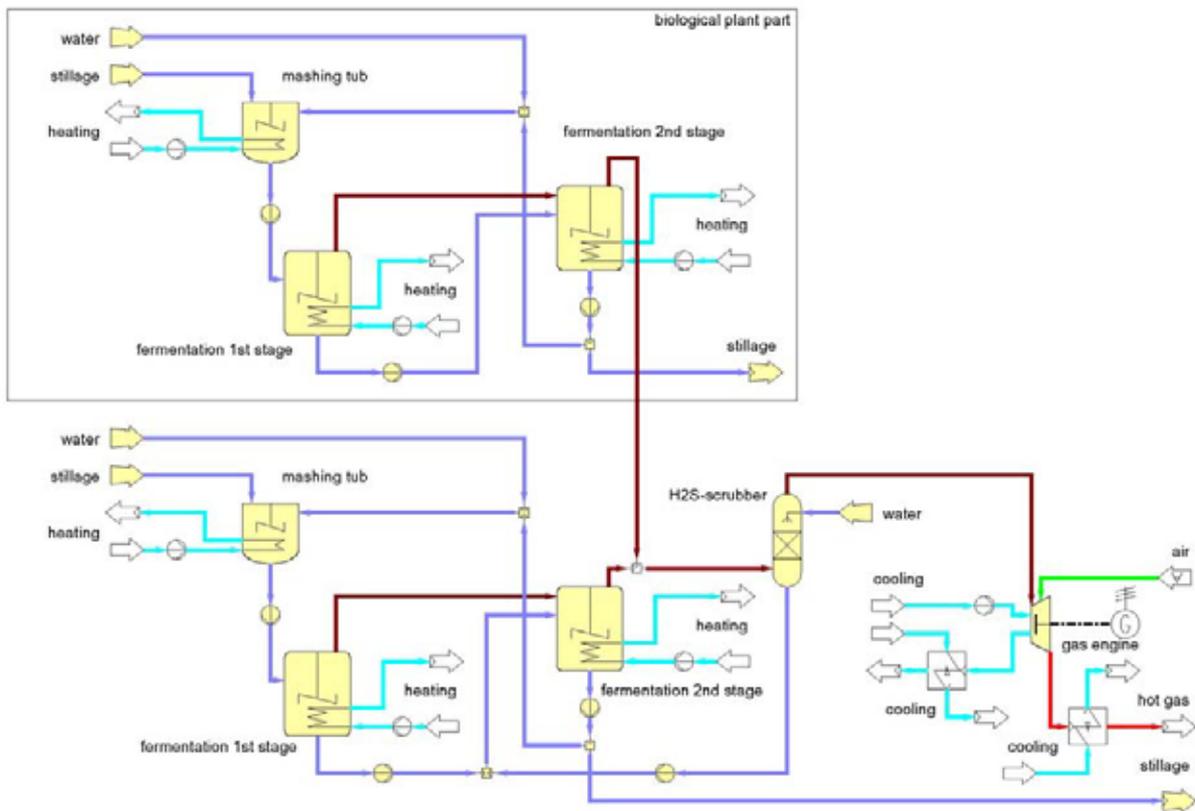
Schlempe vor Dekanter	[kg/h]	82000
Rückführung Dünnschlempe	[kg/h]	26650
Wärmebedarf Eindampfung	[GWh/a]	51,2
Wärmebedarf Trocknung	[GWh/a]	144,5

**Tabelle 37**

*Ergebnisse zur DDGS-Trocknung für eine DDGS-Trocknung hinter einer Bioethanolanlage mit einer Kapazität von 60.000 t/a (Rohstoff Weizen, 50% Dünnschlempe rückgeführt)*

### 3.3.3 Biogaserzeugung

Die Entwicklung des Modells für die Biogasproduktion wurde nach dem Vorbild der Anlage in Bruck/Leitha erstellt. Ebenso wie am realen Standort wurde der Prozess mit zwei von einander getrennten Produktionslinien entwickelt und abgebildet (**Abbildung 15**). Dadurch können Rohstoffe aus biologischer Landwirtschaft und Rohstoffe aus konventioneller Landwirtschaft getrennt verarbeitet werden, wodurch vor allem bei der biologischen Schiene hochwertige Gülle anfällt, die zur Ausbringung als Dünger in der biologischen Landwirtschaft geeignet ist. Im Gegensatz zur Verbrennung ist keine Anreicherung mit Nährstoffen nötig (der vorhandene Stickstoff wird von den Bakterien nicht oder nur in geringen Mengen umgesetzt und ist daher zum Großteil im flüssigen „Abfall“ zu finden).



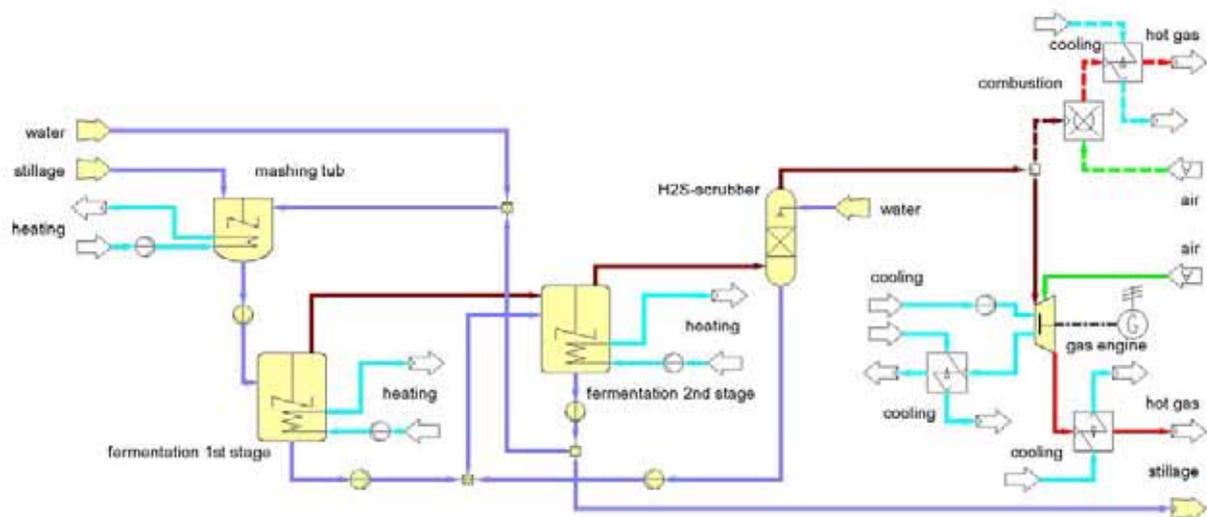
**Abbildung 15** Flowsheet des IPSEpro-Modells der Biogasanlage in Bruck/Leitha mit zwei Produktionslinien und Umsetzung des Biogases in einem BHKW

Da eine getrennte Verwertung unterschiedlicher Einsatzstoffe bei der ausschließlichen Verwendung von Schlempe aus der Bioethanolproduktion nicht notwendig ist, wurde das Modell für die Berechnung der Schaltungsvarianten auf eine Fermentationslinie reduziert (**Abbildung 16**). Das Substrat wird in der Vorgrube (*bf\_mashing\_tub*) auf den richtigen Trockensubstanzgehalt eingestellt und vorgewärmt und gelangt dann in die 2-stufige Fermentation, die aus dem Fermenter (*bf\_ch4\_fermenter*) selbst und dem Nachgärbehälter (*bf\_ch4\_fermenter\_2nd*) besteht. Das anfallende Biogas wird in einem sauren Wäscher (*bf\_h2s\_scrubber*) mit immobilisierten Bakterien über ein Festbett von H<sub>2</sub>S befreit und zur energetischen Nutzung entweder in einem BHKW zu Strom und Wärme umgesetzt oder zur Gänze zur Wärmegewinnung in einem Gaskessel mit nachgeschaltetem Wärmetauscher verbrannt.

Zur Berechnung der Gaszusammensetzung des Biogases wurden die Elementaranalyse des Rohstoffes und die Gleichung von Buswell herangezogen (Buswell et al., 1952). Die Menge

an gebildetem Biogas wurde über den verwertbaren Kohlenstoffanteil des Rohstoffes und so genannte Gas-Produktionsfaktoren ermittelt. Diese Faktoren geben das Verhältnis erhaltenes Gas zur trockenen Biomasse an und werden für unterschiedliche Biomassearten anhand von Literaturdaten angepasst (Pfeffer, 2004).

Die Umsetzung des Biogases erfolgt am Standort Bruck/Leitha mittels BHKW zu Strom und Wärme. Da die aus dem BHKW erhaltene Wärme jedoch nicht zur Deckung des thermischen Energiebedarfes der destillativen Reinigung des Ethanols ausreicht, wurde das Biogas abweichend zur vorhandenen Anlage in einer Simulationsvariante auch in einem Gaskessel thermisch umgesetzt und ausschließlich zur Wärmeerzeugung verwendet (**Abbildung 16**). Lediglich bei Vorhandensein von Überschussdampf wird dieser in einer Dampfturbine zur Stromerzeugung verwendet (siehe auch Kapitel 5).



**Abbildung 16** Flowsheet des IPSEpro-Modells für die Biogasproduktion im Zuge der Berechnung der Verschaltungsvarianten mit den beiden Nutzungsvarianten Gasmotor (Strom+Wärme) und Kessel (Wärme)

	Massenstrom Trockensubstanz in t/a (100% TS)			
	15.000 t/a	60.000 t/a	100.000 t/a	200.000 t/a
Weizen	13250	52990	88200	176400
Mais	16053	64295	107016	214032
Zuckerrübe	14194	56792	94659	189327

**Tabelle 38** Eingangsdaten für die Biogasproduktion

**Tabelle 39** fasst die anfallenden Mengen an Biogas für die verschiedenen behandelten Rohstoffe und Anlagengrößen zusammen. Die der Biogasanlage zugeführte Menge an Trockensubstanz ist **Tabelle 38** zu entnehmen. **Tabelle 40** gibt die gewinnbare Menge an elektr. Strom und Wärme für die beiden untersuchten Nutzungsvarianten von Biogas hinter einer Ethanolanlage mit einer Kapazität von 60.000 t/a wieder (Rohstoff Weizen). Die Ergebnisse für die übrigen Anlagengrößen, Rohstoffe und Verschaltungsvarianten siehe **Tabelle 60**, **Tabelle 61** und **Tabelle 62** im Anhang.

	Biogasanfall in Bm <sup>3</sup> /h			
	15.000 t/a	60.000 t/a	100.000 t/a	200.000 t/a
Weizen	703	2770	4595	9161
Mais	918	3464	5708	11323
Zuckerrübe	752	3009	5015	10030

**Tabelle 39** *Biogasanfall bei der Produktion von Biogas aus der Schlempe der Bioethanolproduktion*

	Gasmotor		Kessel
	Wärme	Strom	Wärme
	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]
Weizen	24,4	44,4	99,3
Mais	30,6	55,6	108,9 *)
Zuckerrübe	26,5	48,3	107,8

**Tabelle 40** *Gewinnbare Wärme und elektrische Energie bei der Nutzung von Biogas aus der Schlempe einer Bioethanolanlage mit einer Kapazität von 60.000 t/a für den Rohstoff Weizen (\* + 12,4 MWh/a Strom aus Gegenstromdampfturbine)*

Bei der Simulation des Verbrennungsvorganges im Gasmotor durch das IPSEpro - Modell ergeben sich die vollständigen Abgasdaten wie in der nachfolgenden **Tabelle 41** wiedergegeben.

Abgasmenge	kg/h	7690
Abgasmenge	Nm <sup>3</sup> /h	5800
Abgastemperatur	°C	448
CO <sub>2</sub>	Vol. %	15,5
N <sub>2</sub> + Ar	Vol. %	67,0
O <sub>2</sub>	Vol. %	7,0
H <sub>2</sub> O	Vol. %	10,5
Gasdichte	kg/Nm <sup>3</sup>	1,33

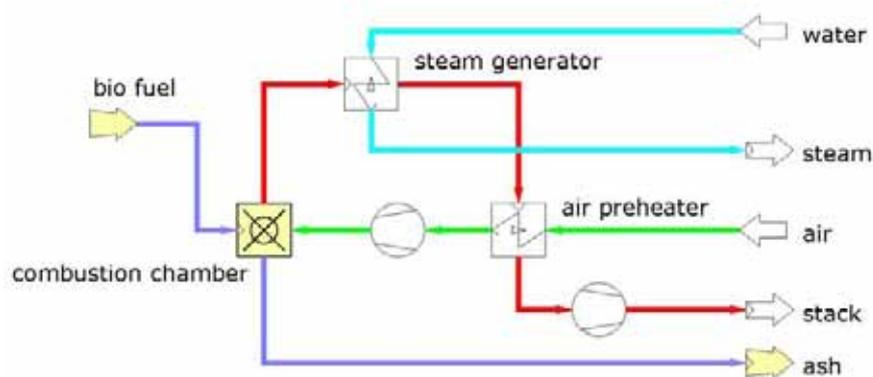
**Tabelle 41** *Abgasdaten aus dem IPSEpro-Modell für die Verbrennung von Biogas im Gasmotor*

### 3.3.4 Windenergie

Die vom Windkraftwerk gelieferte Energie wurde aus den aufgezeichneten Daten der existierenden Anlagen statistisch ermittelt und ohne größeren simulativen Aufwand berechnet.

### 3.3.5 Fernwärmeerzeugung

Das Modul Fernwärme besteht aus einer einfachen Verbrennungskammer und der Wärmeauskopplung mittels Wärmetauscher. Das Heißgas wird zur Vorwärmung der für die Verbrennung benötigten Luft verwendet und vor dem Austritt in die Atmosphäre über einen Elektrofilter gereinigt. Die im Rohstoff vorhandenen Salze verbleiben in der Asche. In der derzeit bestehenden Anlage wird die Asche auf einer Deponie endgelagert. Für die Verwendung als Dünger müssten zusätzlich Nährstoffe (vor allem Stickstoff, der bei der Verbrennung als Stickoxid verloren geht) zugesetzt werden.



**Abbildung 17** Flowsheet des IPSEpro-Modells für die Fernwärmeauskopplung

## 4 Anlagenverschaltung und Gesamtoptimierung

Zur Simulation des virtuellen Produktionsstandortes zwecks Material- und Energieoptimierung wurden die entwickelten und in Kapitel 3 beschriebenen Modelle der Einzelanlagen miteinander verschaltet. Die untersuchten Varianten sind in Kapitel 2, **Tabelle 20** zusammengefasst. Die Auswahl basiert dabei auf den in Kapitel 1, 2, 3, und 5 beschriebenen Ergebnissen. Die unten stehende Aufstellung soll hier nur der Übersicht dienen:

- Bioethanol (15/60/100/200kt, Weizen/Mais/Zuckerrübe)
- Bioethanol und DDGS (15/60/100/200, Weizen/Mais)
- Bioethanol und Biogas (15/60/100/200, Weizen/Mais/Zuckerrübe)
  - Variante Gasmotor
  - Variante Kessel
- Bioethanol, DDGS und Biogas (60/100, Weizen/Mais)

### 4.1 Randbedingungen

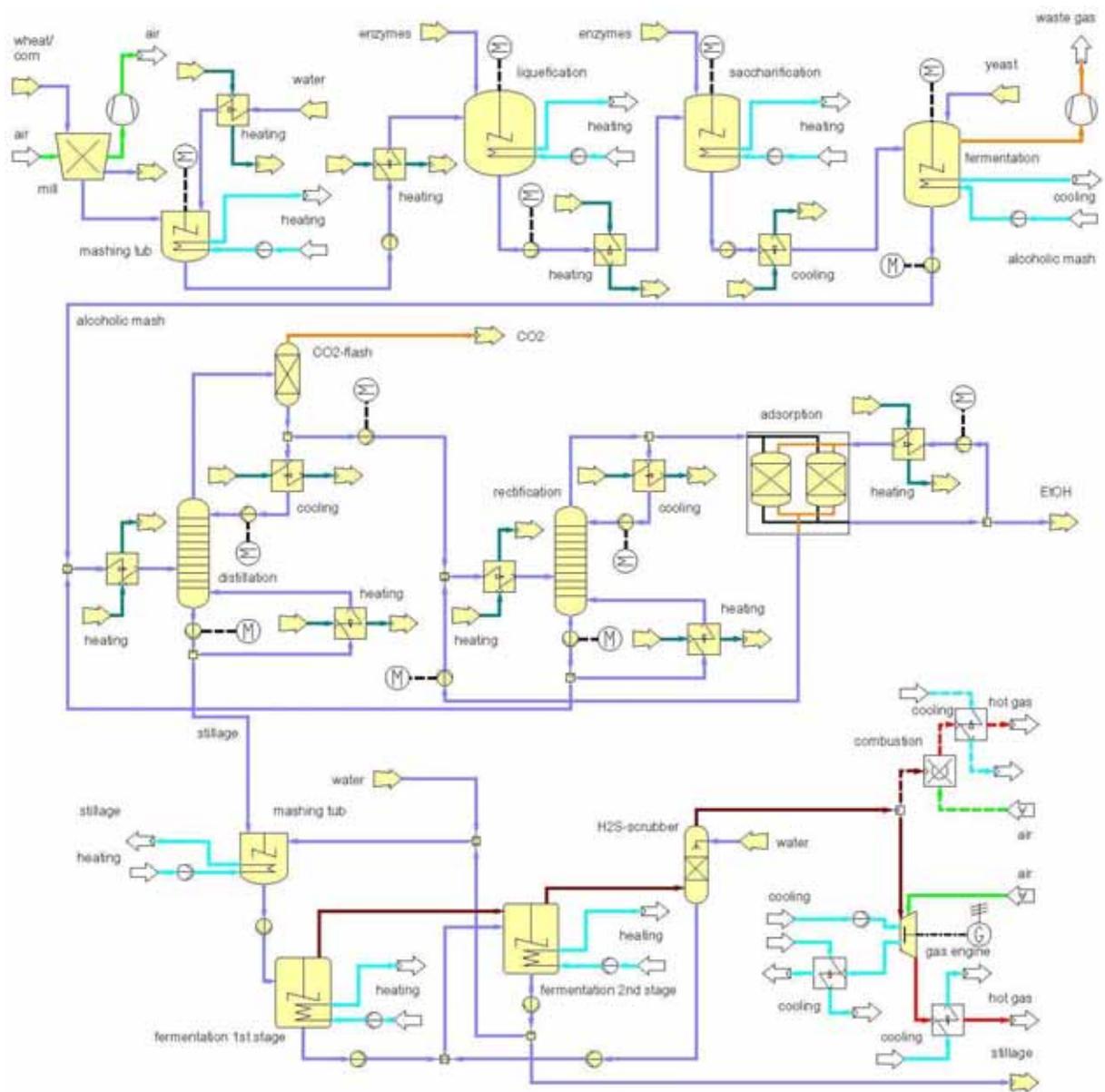
Die Betrachtung der einzelnen Verschaltungsvarianten berücksichtigt dabei nicht die bestehenden Produktionsprozesse, da bei höheren Kapazitäten (über 15.000 t/a) der Bioethanolanlage etwa die Kapazität der bestehende Biogasanlage nicht ausreicht die anfallende Schlempemenge zu verarbeiten, wie erste Simulationsergebnisse für den Bioethanolprozess in Kapitel 3 gezeigt haben. Derzeit produziert die Anlage etwa 9 GWh/a an Wärmeenergie, die extern nutzbar sind (zwei Fermentationslinien). Für die Verarbeitung von Reststoffen aus der nicht-biologischen Landwirtschaft steht letztendlich nur eine Fermentationslinie zur Verfügung. Damit lässt sich in etwa die Schlempemenge aus der Bioethanolanlage mit 15.000 t/a Kapazität verarbeiten.

Ähnlich liegt die Situation beim Fernheizkraftwerk. Auch hier ist es mit der installierten Leistung (Gaskessel dient nur zur Ausfallsicherung und Abdeckung von Verbrauchsspitzen) nur möglich die kleinste Anlagen (ohne DDGS-Trocknung) mit Wärmeenergie zu versorgen. Entsprechend wurde im Zuge der weiteren Berechnung der verschiedenen Anlagenvarianten auf eine weitere Einbindung der Bioethanolherstellung in bestehende Produktionen verzichtet.

Das komplexe Flowsheet des IPSEpro-Modells für die Gesamtanlage ist in **Abbildung 18** dargestellt. Ausgewählte Ergebnisse der Simulation und Optimierung der Einzelanlagen sind Kapitel 3 zu entnehmen. Die Basis für die Optimierung der Wärmebereitstellung und Stromproduktion aus Biogas ist in Kapitel 5 zusammengefasst.

Die Simulationsergebnisse für die verschiedenen material- und energieoptimierten Verschaltungsvarianten dienen als Basis für die Erstellung der in Kapitel 6 zusammengefassten Feasibility-Studie, die die wirtschaftlichen Aspekte der Bioethanolproduktion in den verschiedenen Anlagenvarianten beleuchtet.

Energetische, wirtschaftliche und ökologische Aspekte werden schließlich in der Zusammenfassung gegenübergestellt und ergeben letztendlich jene Variante(n), deren Verwirklichung am Standort Bruck/Leitha am aussichtsreichsten erscheint.



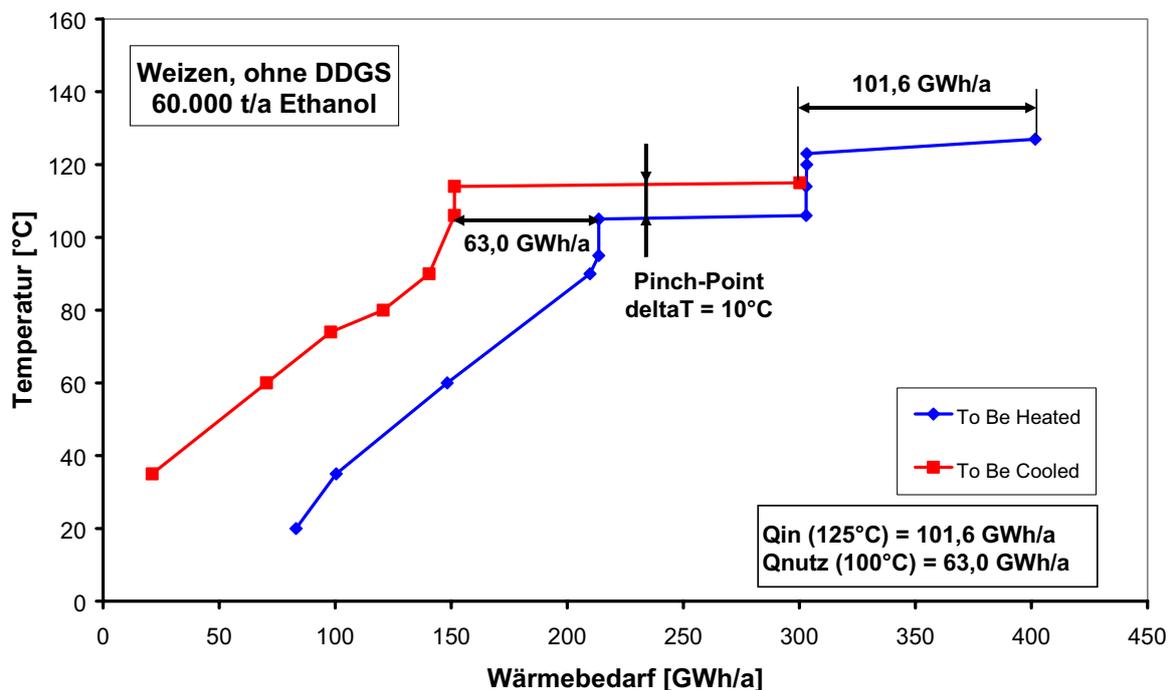
**Abbildung 18** Flowsheet des IPSEpro-Modells für die Biogasproduktion sowie der dazugehörigen Umsetzung der Reststoffe zu Strom und Wärme (ohne DDGS-Trocknung)

## 4.2 Wärmebedarf und Wärmeintegration

Nachdem im Zuge der Modellerstellung und Simulation der Einzelprozesse Schritt für Schritt die Identifizierung von Wärmebedarf und Abwärmequellen sowie deren Quantifizierung erfolgte, wird im Zuge der Simulation der verschiedene Verschaltungsvarianten versucht den Wärmebedarf durch gezielte Abwärmenutzung innerhalb des Prozesses zu minimieren.

Die Auswertung der Simulationsergebnisse in Hinblick auf Wärmeintegration und Optimierung des Wärmebedarfs erfolgte zunächst in Form von Wärme-Temperatur-Diagrammen (Q-T-Diagramme; Linnhoff et al., 1978). Dabei wird für einen Prozess jeweils die Summenkurve aller warmen (= abzuführende Wärmeströme, „Hot Composite Curve“) und kalten (= zuzuführende Wärmeströme, „Cold Composite Curve“) Wärmeströme für die verschiedenen im Prozess vorhandenen Temperaturintervalle gebildet. Daraus ist der für den Prozess benötigte minimal erforderliche Wärme- und Kühlbedarf ablesbar. Dabei ist allerdings zu beachten, dass diese Werte nur bei maximaler Wärmeintegration erreicht werden können. Nicht berücksichtigt bleiben bei dieser Darstellung die notwendige Wärmetauscherfläche und die Anzahl der Knotenpunkte für die Wärmeintegration. Allerdings zeigen die Darstellungen sehr schön den Wärmebedarf bzw. Wärmeüberschuss in den Prozessen mit dazugehörigem Temperaturniveau sowie die Möglichkeiten der Wärmeintegration von verschiedenen Prozessschritten und Prozessen.

**Abbildung 19** zeigt das Q-T-Diagramm der Produktion von Bioethanol (ohne DDGS) aus Weizen für eine Anlagenkapazität von 60.000 t/a. Durch eine optimale Wärmeintegration ergibt sich ein minimaler Wärmebedarf von 101,6 MWh/a gegenüber einem Energiebedarf von 315,3 MWh/a ohne Wärmeintegration (= Aufsummierung Energiebedarf der einzelnen Prozessschritte, Vgl. **Tabelle 42**).



**Abbildung 19**

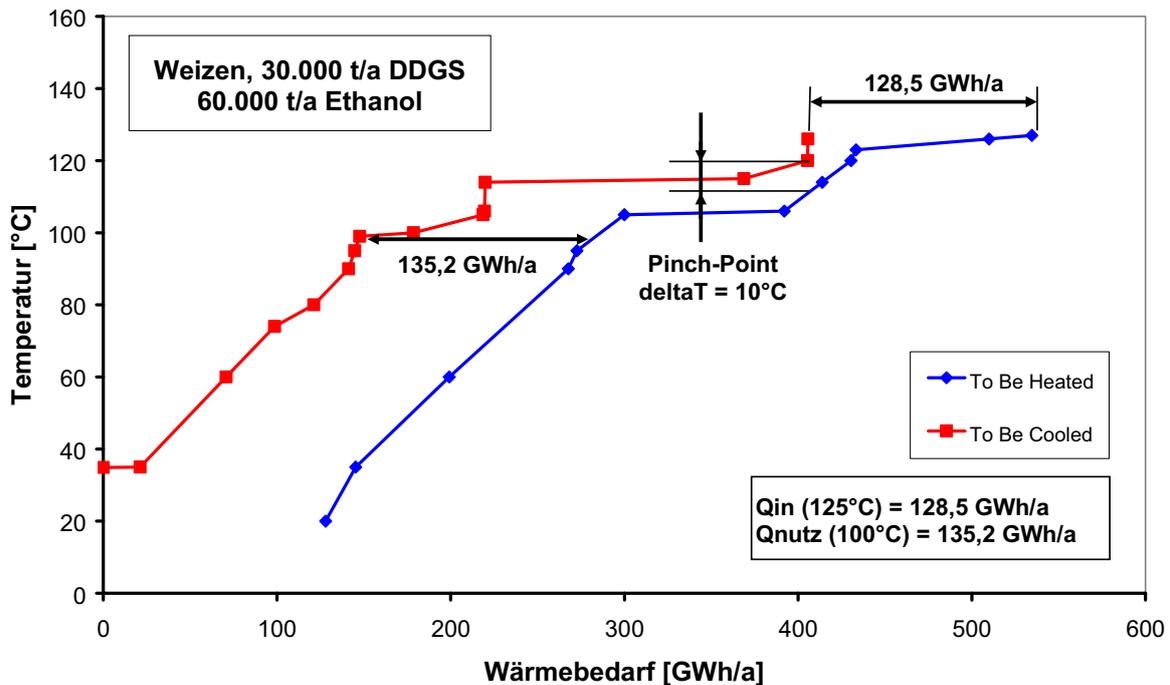
Q-T-Diagramm einer Anlage mit 60.000 t/a Ethanol ohne DDGS-Produktion

Prozessschritt	Temperatur	Wärmebedarf
	[°C]	[GWh/a]
<b>Bioethanolherstellung</b>		
Anmaische	20 → 60	43,7
Verflüssigung	60 → 90	38,6
Verzuckerung	90 → 60	-38,6
Fermentation	60 → 35	-31,9
Fermenterkühlung	35	-21,0
Vorwärmung Feed Bierkolonne	35 → 95	45,4
Bierkolonne, Kondensator	80 → 74	-10,9
Bierkolonne, Reboiler	105 → 106	89,0
Schlempekühlung	106 → 35	-48,7
Rektifikationskol., Kondensator	115 → 114	-148,7
Rektifikationskol., Reboiler	123 → 127	98,3
Überhitzung vor Adsorption	114 → 120	0,3
<b>DDGS-Trocknung</b>		
Vorverdampfer	35 → 95	14,3
Verdampfer	95 → 126	29,4
Verdampfer, Kondensator	100 → 99	-22,7
Kühlung Sirup	126 → 95	-1,0
Trockner	95 → 120	44,5
Trockner, Kondensator	105 → 99	-43,7
DDGS-Kühlung	120 → 35	-1,2

**Tabelle 42**

*Übersicht Wärmebedarf und Wärmeüberschuss in den Prozessschritten der Produktion von Bioethanol (60.000 t/a, Weizen) und DDGS (30.000 t/a, 50% Rückführung von Schlempe, kein Biogas)*

Noch deutlicher wird dies durch Vergleich des aufsummierten Wärmebedarfs für die Bioethanolproduktion (60.000 t/a, Weizen) mit angeschlossener DDGS-Trocknung (30.000 t/a, 50% Rückführung von Dünnschlempe, ohne Biogasproduktion). Zu den etwa 315 GWh/a Wärmebedarf ohne Wärmeintegration für die Bioethanolproduktion kommen noch 88,2 GWh/a für die DDGS-Trocknung (Verdampfer aber bereits 3-stufig und druckabgestuft!). Diesen etwa 403 GWh/a ohne Wärmeintegration steht ein minimaler Wärmebedarf von 128,5 GWh/a (Vergleiche **Tabelle 42** und **Abbildung 20**).

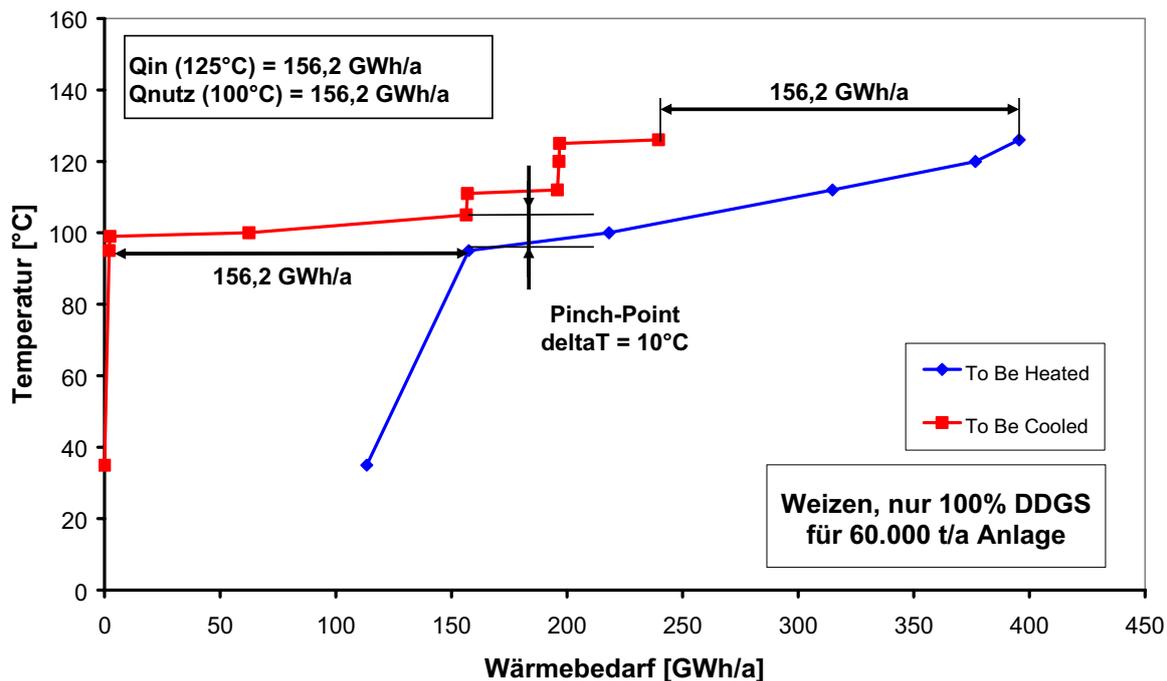


**Abbildung 20** Q-T-Diagramm einer Anlage mit 60.000 t/a Ethanol (Weizen) und der Produktion von 30.000 t/a DDGS (50% Rückführung von Dünnschlempe, ohne Biogas)

Deutlich wird bei der Betrachtung von **Abbildung 19** und **Abbildung 20** aber auch der Wärmeüberschuss, der in beiden Fällen nicht mehr im Prozess eingesetzt werden kann. Während diese Überschusswärme bei der reinen Bioethanolproduktion bei etwa 105°C anfällt, reduziert sich dieses Temperaturniveau bei einem kombinierten Prozess zur Ethanol- und DDGS-Herstellung auf 100°C.

Vor allem bei der DDGS-Trocknung fällt dabei eine beträchtliche Menge an Überschusswärme an wie aus **Abbildung 21** (nur DDGS-Produktion, 73.250 t/a DDGS = Verarbeitung der gesamten Schlempe aus einer 60.000 t/a Ethanolanlage exklusive Teil für Dünnschlemperückführung) deutlich wird. Diese Überschusswärme muss durch Kühlung abgeführt werden, oder ist in anderen Prozessen nutzbar (in Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt!), aber nicht mehr durch Anpassung der Betriebsparameter der Ethanol-/DDGS-Anlage reduzierbar. Die Abwärmen aus DDGS-Trocknung können infolge des Energieniveaus nicht bei der Rektifikation eingesetzt werden, da das Druckniveau der beiden Kolonnen nicht so weit absenkbar ist.

Eine Nutzung über Dampfturbinen bzw. innovativen Dampfprozess ist infolge des niedrigen Temperaturniveaus ebenfalls nicht zielführend (siehe auch Kapitel 6).



**Abbildung 21** Q-T-Diagramm der DDGS-Trocknung hinter einer Bioethanolanlage mit einer Kapazität von 60.000 t/a Ethanol (73250 t/a DDGS, 50% Rückführung von Dünnschlempe, keine Produktion von Biogas)

Wie bereits oben angedeutet, berücksichtigt diese Darstellung nicht den Bedarf an Wärmetauscherfläche und die Anzahl der Knotenpunkte bei der Wärmeintegration. In der Praxis wird der Wärmebedarf der Anlagen infolge endlicher Wärmetauscherflächen und begrenzter Zahl an Wärmetauschern über diesem minimalen Wärmebedarf liegen.

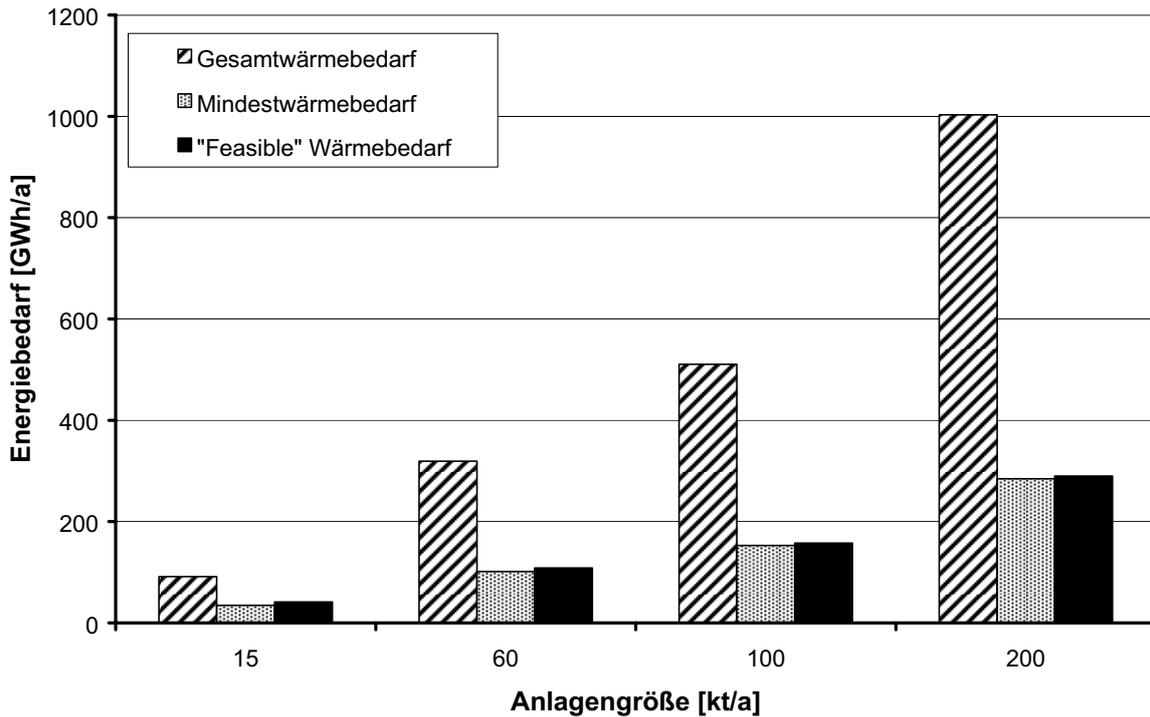
Zur Berechnung der Eigenbedarfsdeckung an Wärme durch Nutzung von Biogas bei den verschiedenen Verschaltungsvarianten wurde deshalb ein „Feasible“-Wärmebedarf herangezogen, der beide oben genannten Aspekt berücksichtigt.

**Abbildung 22** vergleicht den Wärmebedarf aus der Aufsummierung der einzelnen Prozessschritte mit dem minimalen und „Feasible“-Wärmebedarf für die verschiedenen Verschaltungsvarianten einer DDGS-Trocknung mit einer Bioethanolanlage der Kapazität 60.000 t/a. Dabei zeigt sich, dass infolge der im Prozess vorhandenen Temperaturniveaus und Wärmeströme bei der alleinigen Produktion von Bioethanol minimaler Wärmebedarf und „Feasible“ Wärmebedarf sehr nahe beieinander liegen. Wird die Produktion von Bioethanol mit einer DDGS-Trocknung gekoppelt (100% DDGS), liegt der „Feasible“-Wärmebedarf deutlich über dem minimalen Wärmebedarf. Die Gründe hierfür dürften in den ähnlichen Temperaturniveaus der zu- und abgeführten Wärmeströme für den Rektifikationsteil und die DDGS-Trocknung liegen, wo in der Praxis eine sinnvolle Wärmeintegration nicht mehr möglich ist.

Der Feasible Wärmebedarf für die einzelnen Anlagenvarianten (ohne Biogasproduktion/Biogasnutzung) ist in **Tabelle 43** zusammengefasst.

	<b>„Feasible“ - Wärmebedarf in GWh/a</b>		
	<b>Ethanol</b>	<b>Ethanol + 100 % DDGS</b>	<b>Ethanol + 30kt t/a DDGS</b>
<b>Rohstoff Weizen</b>			
15.000 t/a	41,2	89,9	
60.000 t/a	108,4	318,4	203,3
100.000 t/a	157,1	494,8	248,6
200.000 t/a	289,8	949,2	
<b>Rohstoff Mais</b>			
15.000 t/a	41,2	102,5	
60.000 t/a	109,2	331,8	192,4
100.000 t/a	157,9	494,8	237,7
200.000 t/a	291,5	990,4	
<b>Rohstoff Zuckerrübe</b>			
15.000 t/a	42		
60.000 t/a	112,6		
100.000 t/a	159,6		
200.000 t/a	293,1		

**Tabelle 43**      *Übersicht „Feasible“-Wärmebedarf für die verschiedenen Anlagenvarianten, Anlagengrößen und Rohstoffe (ohne Biogas)*



**Abbildung 22** Vergleich Gesamtwärmebedarf, Mindestwärmebedarf und „Feasible“ Wärmebedarf für Verschaltungsvarianten mit einer Bioethanolanlage der Kapazität von 60.000 t/a

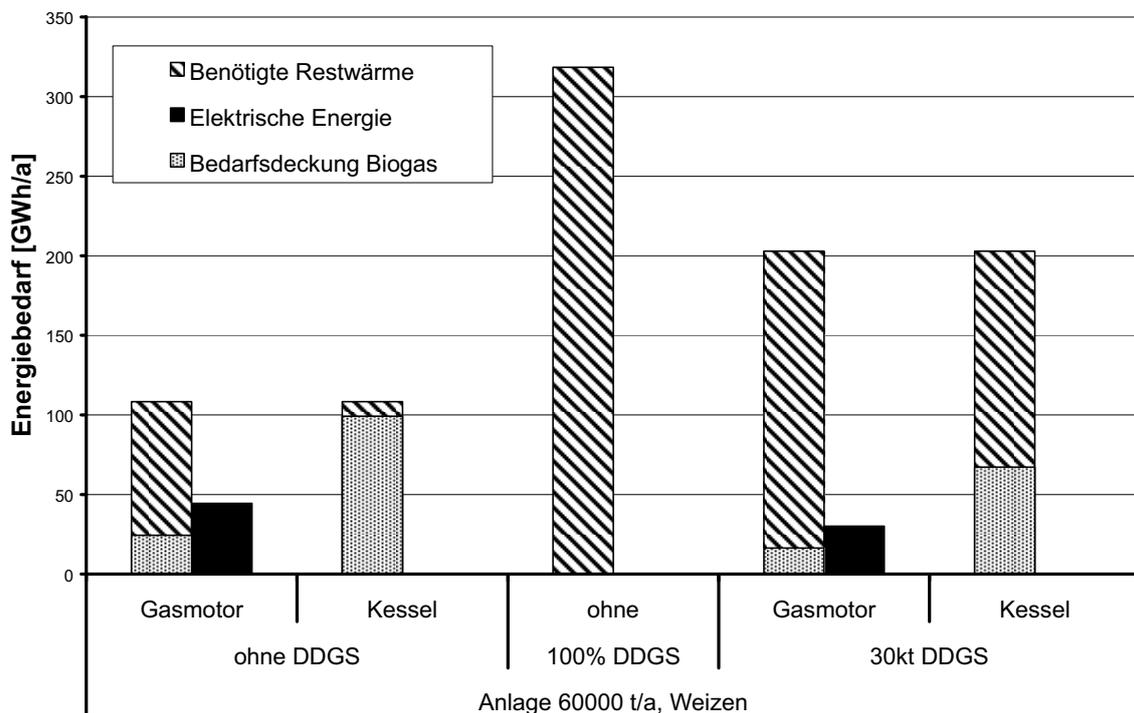
### 4.3 Eigenbedarfsdeckung im Bereich Prozesswärme

Basierend auf dem „Feasible“-Wärmebedarf wurden für die verschiedenen Rohstoffe, Anlagengrößen und Verschaltungsvarianten (nur Ethanol / Ethanol+100% DDGS / Ethanol+30.000 t/a DDGS) Berechnungen bezüglich der Deckung des Wärmebedarfs durch die Nutzung von Biogas aus der Ethanolschlempe durchgeführt. Neben dem Nutzungsszenario im Gasmotor zur Produktion von elektrischem Strom und Wärme durch Nutzung von Abwärme im Motorabgas und bei der Motorkühlung wurde auch die alleinige Bereitstellung von Wärme (Dampf) durch Verbrennung des Biogases in einem Kessel untersucht, da erst Simulationen deutlich zeigten, dass die Abwärmen aus dem Biogasmotor zur Wärmebedarfsdeckung bei weitem nicht ausreichen. Als Variante wurde dabei die Möglichkeit der Nutzung von Überschüssdampf aus dem Kessel in einer Gegenstromdampfturbine zur Erzeugung von elektrischem Strom untersucht. Details zur Auswahl entsprechender Technologien zur Wärmebereitstellung durch Biogasnutzung sind Kapitel 5. zu entnehmen.

**Abbildung 23** zeigt die Ergebnisse der Eigenbedarfsdeckung für Prozesswärmen durch die Nutzung von Biogas aus der Schlempe der Biogasproduktion für eine Kapazität der Ethanolanlage von 60.000 t/a (Rohstoff Weizen).

Deutlich zeigt sich dabei der geringe Grad der Eigenbedarfsdeckung für die Nutzung von Biogas im Gasmotor. Infolge der gewonnenen elektrischen Energie und der daraus resultierenden Erlöse wurde diese Variante auch in die wirtschaftlichen Betrachtungen einbezogen.

Wird das Biogas in einem Gaskessel verbrannt und nur zur Produktion von Dampf eingesetzt, so können daraus bei einer Anlagenkapazität von 60.000 t/a immerhin etwa 90% des Wärmebedarfs gedeckt werden.

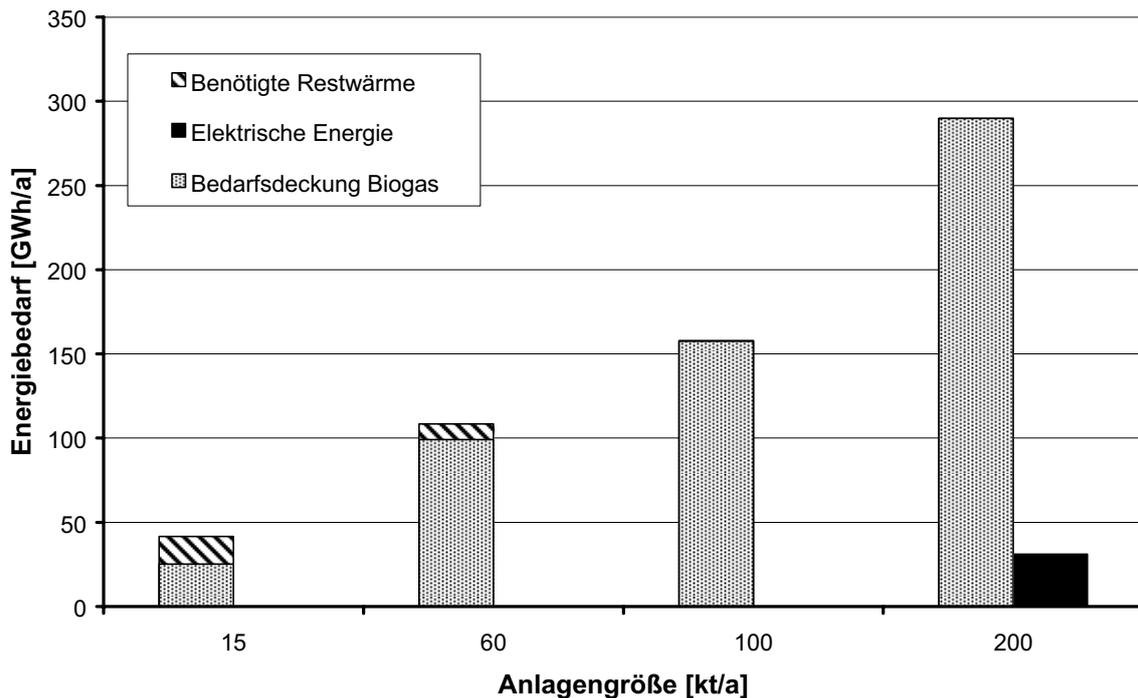


**Abbildung 23** Deckung des Wärmebedarfs durch die Nutzung von Biogas für verschiedene Verschaltungsvarianten bei einer Kapazität der Ethanolanlage von 60.000 t/a (Rohstoff Weizen)

Infolge der besseren Energieeffizienz größerer Ethanolanlagen ist bei Kapazität von 100.000 t/a eine vollständige Wärmebedarfsdeckung gerade noch nicht möglich, während bei einer Anlage der Kapazität von 200.000 t/a (jeweils Rohstoff Weizen) bereits überschüssiger Dampf aus dem Kessel in einer Gegenstromdampfturbine verstromt werden kann (**Abbildung 24**). Bei Mais als Rohstoff ist bereits eine teilweise Verstromung von Überschusdampf bei einer Anlagengröße von 100.000 t/a (ohne DDGS-Trocknung) möglich (Siehe Anhang).

Wird neben Biogas aus der Schlempe auch DDGS produziert, verschlechtert sich die Eigenbedarfsdeckung, da einerseits die Kombination Ethanol- / DDGS-Produktion mehr Wärme benötigt, andererseits aber auch weniger Schlempe für die Biogasproduktion zur Verfügung steht.

Die detaillierten Simulationsergebnisse für alle durchgerechneten Anlagenvarianten für die Rohstoffe Weizen, Mais und Zuckerrübe sind **Tabelle 60**, **Tabelle 61** und **Tabelle 62** im Anhang zu entnehmen.



**Abbildung 24** Wärmebedarfsdeckung bei der Verschaltungsvariante Bioethanol (ohne DDGS) / Biogasnutzung im Gaskessel

#### 4.4 Zusammenfassung

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass eine Wärmeintegration der einzelnen Anlagenteile der Bioethanolproduktion, aber auch die Wärmeintegration von Ethanol- und DDGS-Herstellung beträchtliche Wärmemengen einspart. Speziell bei letzter Variante ist unbedingt zu beachten, dass im Prozess beträchtliche Abwärmen anfallen (100°C / 105°C), die im Prozess selbst zwar nicht wieder verwendet, aber sehr wohl extern genutzt werden können. Allerdings ist aufgrund der vorliegenden Dampfparameter eine Nutzung in Dampfturbinen oder alternativen Dampfprozessen nicht möglich.

Grundsätzlich ist zu sagen, dass die Energieeffizienz der Anlagen mit steigender Kapazität zunimmt, vom Standpunkt des spezifischen Energiebedarfs somit größere Anlagen zu bevorzugen sind.

Als Alternative zur Trocknung der anfallenden Schlempe zu Futtermittel, die äußerst energieintensiv ist, bietet sich die Möglichkeit der Produktion von Biogas und die Nutzung des Biogases zur Produktion von elektrischem Strom und Wärme.

Im Zuge der Simulation hat sich dabei gezeigt, dass bei Nutzung von Biogas im Gasmotor zur Produktion von Strom und Wärme, der Wärmebedarf einer Anlage nur durch Nutzung von Abgas- und Motorabwärme nicht gedeckt werden kann. Bei der Nutzung von Biogas in konventionellen Gaskesseln (nur Wärmebereitstellung) ist diese Eigenbedarfsdeckung bei größeren Anlagen infolge ihrer höheren Wärmeeffizienz aber sehr wohl möglich. Bei den ganz großen Anlagen kann anfallender Überschussdampf auch zur Verstromung in Gegendruckdampfturbinen herangezogen werden.

Wird eine gleichzeitige Produktion von DDGS und Biogas angestrebt, ist die Wärmebedarfsdeckung in keinem Fall mehr gegeben, da diese Variante einerseits mehr Wärme benötigt, andererseits aber auch weniger Biogas produziert werden kann.

In diesen Fällen ist aber durchaus auch an eine Wärmebedarfsdeckung durch die Nutzung der Produktionsrückstände der Biomassebereitstellung etwa in Form der Verbrennung von anfallendem Mais- bzw. Weizenstroh zu denken.

## 5 Wärme- und Stromerzeugung durch Biogas- und Biomassenutzung

In den zahlreichen Varianten der Anlage werden unterschiedliche Wärmemengen in Form von Prozessdampf bis zu einem Dampfbedarf von ca.  $D = 120.000 \text{ kW}_{\text{th}}$  (3 bar, 135 °C) benötigt (200.000 t/a mit 100% DDGS aus Mais). Andererseits fallen je nach Verschaltungsvariante bei der Weiterverarbeitung der Schlempe Biogasmengen bis zu ca.  $(B \cdot Hu) = 56.000 \text{ kW}$  Brennstoffwärmeleistung an.

Aus nahe liegenden Gründen ist man bestrebt, den Dampfbedarf intern aus dem Energieinhalt des Biogases zu decken („wärmeenergieautark“). Für die richtige Auswahl der geeigneten Technologie zur Biogasnutzung und zur Deckung des internen Wärmebedarfs wird die Verhältniszahl:

$$\text{Relativer Dampfbedarf} = D/(B \cdot Hu)$$

zum entscheidenden Parameter. Grob sind die in **Tabelle 44** angegebenen Fälle zu unterscheiden:

Fall	Relativer Dampfbedarf $D/(B \cdot Hu)$	Deckung des Dampfbedarfs
I	unendlich	Reiner Fremddampfbezug, da kein Biogas zur Verfügung steht
II	270 - 90 %	Reine Dampferzeugung aus Biogas und teilweiser Fremddampfbezug
III	Ca. 90 %	Reine Dampferzeugung aus Biogas ohne zusätzliche Stromerzeugung
IV	< 90 %	Dampferzeugung aus Biogas mit zusätzlicher Stromerzeugung
V	0 %	Reine Stromerzeugung aus Biogas ohne zusätzlicher Dampferzeugung

**Tabelle 44** Varianten der Biogasnutzung zur Deckung des internen Wärmebedarfs

Von der Energieeffizienz gesehen erscheint der *Fall I* unbefriedigend. Allerdings gibt es - mit den Fortschritten in der Strohballenverbrennung (NESSIE, 2001) - stimmige Lösungen, in den Fällen Mais und Weizen durch das Nutzen eines Anteils des Strohs auch diesen „Fremddampfbedarf“ aus erneuerbaren Energien zu decken. Dazu ist eine eigene strohgefeuerte Dampferzeugungsanlage vorzusehen. Die Deckung des Dampfbedarfs erfolgt durch die Regelung der verbrannten Strohmenge (wärmegeführte Anlage).

Im *Fall II* ist zusätzlich zur eigenen Dampferzeugung aus Biogas entweder ein Fremddampfbezug, oder - in den Fällen Mais und Weizen - eine Dampferzeugung durch eine Strohverbrennung vorzusehen. Dadurch ergibt sich auch hier eine bedarfsgerechte Bereitstellung von Dampf.

Der „selbstgenügende“ *Fall III* erscheint zwar von der Energiebilanz optimal zu sein, betrieblich ist er dies aber keineswegs, da der biogasgefeuerte Dampferzeuger im Wesentlichen brennstoffgeführt gefahren wird (das anfallende Biogas muss verbrannt werden) und bei (z. B. rohstoffbedingten) Abweichungen von der Auslegung sowie beim

Lastdecken sowohl ein Fremdbezug von Dampf als auch eine Verstromung eines etwaigen Überschusses an Biogas oder Dampf - sozusagen als Energiesenke - vorzusehen ist.

Im *Fall IV* wird der Dampfbedarf voll gedeckt und der Überschusses an Biogas oder Dampf verstromt (die Anlage fährt brennstoff- und wärmegeführt; Strom ist ein Koppelprodukt) Dieser Fall bringt die erwünschte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien als Nebennutzen.

Beim *Fall V* (Grenzfall: kein Dampfbedarf, jedoch Biogasanfall) kann die gesamte Biogasmenge - ohne Dampfabgabe - verstromt werden.

Betrachtet man von den zahlreichen Varianten der Anlage nur jene, die wärmeenergieautark sind (also die *Fälle III bis V*), so bewegt sich der Relative Dampfbedarf (=  $D/(B \cdot Hu)$ ) im Bereich von ca. 67 bis 83 % bei einem Mittelwert von 73 %.

Nachstehend werden die Umwandlungstechnologien einzeln diskutiert, und zwar zunächst nach dem Stande der Technik und weiters, ob Verbesserungspotentiale durch das Realisieren des neuen Dampf/Wasserkreislaufes zu erwarten sind. Vorwegnehmend kann gesagt werden, dass der neue Dampf/Wasserkreislauf sowohl zur Abwärmenutzung hinter Biogasmotoren zur zusätzlichen Stromerzeugung als auch bei den biogasgefeuerten Dampfprozessen Verbesserungen hinsichtlich der Effizienz, der Kosten und des Betriebes erwarten lässt.

Als Hilfestellung zur Systemauswahl werden die geeignet erscheinenden Systeme und die *Systemkombinationen* in Abhängigkeit des Parameters „Relativer Dampfbedarf“ dargestellt. Der Begriff *Systemkombination* soll an Hand eines Beispiels erläutert werden:

Im Fall, dass ein Biogasüberschuss vorhanden ist - ist es effizienter, das überschüssige Biogas in einem Biogasmotor zu verstromen oder den Dampfüberschuss in einer Dampfturbine zu verstromen? Damit stehen Hilfestellungen für Systementscheidungen für unterschiedliche Projektfälle zur Verfügung - wobei bekanntlich Systementscheidungen immer in einem sehr frühen Projektstadium zu treffen sind. Die vorliegende Arbeit stellt eine notwendig gewordene Ausweitung der ursprünglich ins Auge gefassten Problemstellung in Arbeitspaket 5 „Abwärmenutzung durch Mikro-Dampfturbinenprozesse hinter Biogasmotoren“ dar.

## 5.1 Biogasdaten

Unabhängig von Varianten und Gasproduktionsdaten werden die in **Tabelle 45** zusammengefassten spezifischen Biogasdaten zugrunde gelegt:

Bezeichnung:	Volumsbezogen		Massebezogen	
	Dimension	Wert*	Dimension	Wert*
CH <sub>4</sub>	Vol. %	60	Masse %	37
CO <sub>2</sub>	Vol. %	34	Masse %	59
Rest (H <sub>2</sub> O, N <sub>2</sub> , etc.)	Vol. %	Balance	Masse %	Balance
Heizwert Hu	kJ/Nm <sup>3</sup>	21520	kJ/kg	18650
Normaldichte	kg/Nm <sup>3</sup>	1,154		
Min. Luftbedarf	Nm <sup>3</sup> /Nm <sup>3</sup>	4,96		

**Tabelle 45** Biogasdaten (\* Werte gerundet!)

## 5.2 Biogasnutzung in Gasmotoren

Zunächst soll hier die Biogasnutzung im Gasmotor untersucht werden. Neben Basisdaten und Energiebilanz sowie der allgemeinen Behandlung der Abwärmenutzung wird hier auch auf die Möglichkeit der Abwärmenutzung mittels innovativen Dampfprozess zur zusätzlichen Stromerzeugung eingegangen.

### 5.2.1 Basisdaten, Energiebilanz und Abwärmenutzung beim Biogasmotor

Ausgangsbasis sind die am Markt befindlichen und für den Betrieb mit Klärgas geeigneten Gasmotoren. Um eine größere Anzahl von Fabrikaten zu erfassen, wurde der Leistungsbereich von 650 bis 1500 kW<sub>mech</sub> (an der Welle) betrachtet.

Die 3 verfügbaren Fabrikate weisen die folgenden Gemeinsamkeiten auf:

- Gas-Otto-Motoren, nach dem 4-Takt-Prinzip, gemischtsaugend
- Aufgeladen, mit Abgasturbolader und Gemischkühlung („inter-cooler“)
- Flüssigkeitsgekühlt
- Magermotor (Lambda >1; „lean“ combustion)
- Baukastensystem: 12-, 16- oder 20 Zylinder, in V-Anordnung
- 1500 U/min, direkt gekoppelt mit einem Synchrongenerator mit 2 Polpaaren

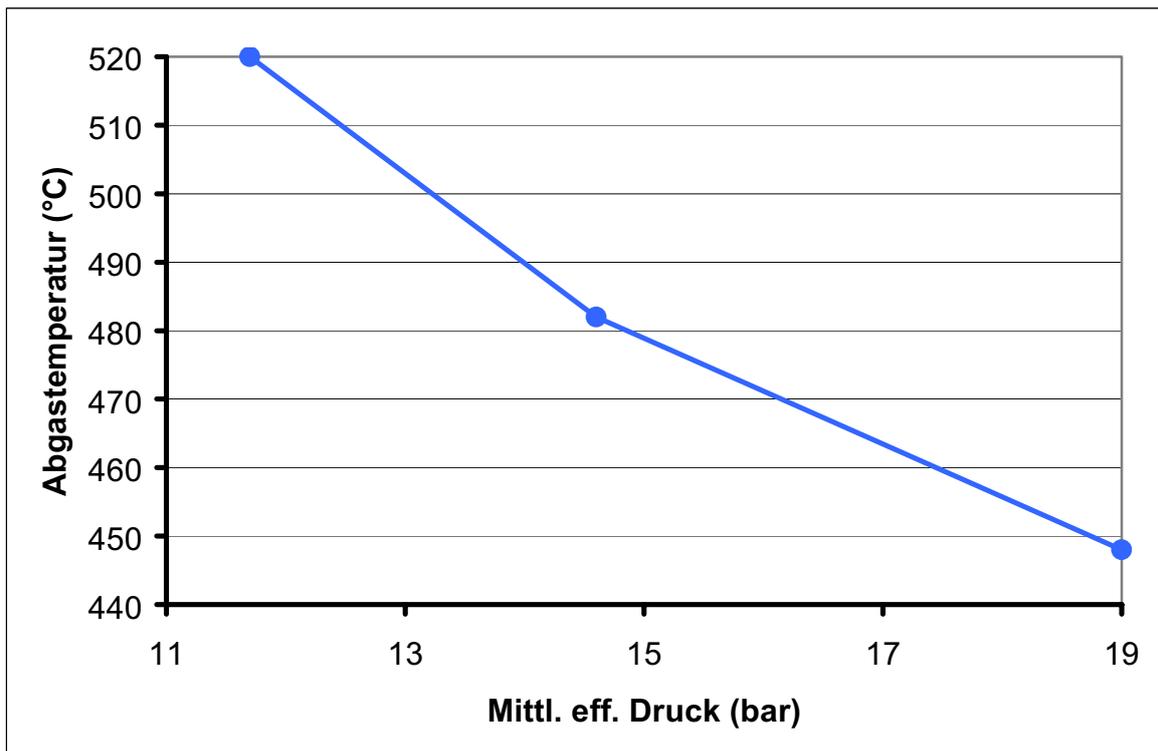
Von den Fabrikaten wurde die Maschine mit dem günstigsten mechanischen Wirkungsgrad als „Leitmotor“ ausgewählt (JENBACHER). Die zugehörigen Motorparameter und relevanten Daten zur Abwärmenutzung sind **Tabelle 63** im Anhang zu entnehmen.

Bei der Abwärmenutzung ist zu beachten, dass die angegebene totale Abgaswärme nicht voll nutzbar ist, sondern von der erzielbaren Kaltgastemperatur abhängt (**Tabelle 46**).

Endtemperatur Abgasabkühlung in °C	Nutzbare Wärme bezogen auf B*Hu	Bemerkung bezüglich der Nutzungsmöglichkeiten der Abgaswärme
0 °C	29,3 %	Totaler, theoretischer Wert
100 °C	24,6 %	Heizzwecke (Niedertemperatur)
120 °C	23,3 %	Heizzwecke
<b>145 °C</b>	<b>21,6 %</b>	<b>Prozessdampf (3 bar);</b> oder Strom, innovativer Dampfkreislaufe
180 °C	19,5 %	Prozessdampf (8 bar); oder Strom, herkömmliche Dampfkreisläufe

**Tabelle 46** Abwärmenutzung aus dem Abgas eines Gasmotors

Es ist zu beachten, dass es bezüglich der Abgastemperatur - dem wesentlichen Parameter für eine Verstromung - größere Unterschiede zwischen den Fabrikaten gibt. Motore mit einem höheren mittleren effektiven Druck (das ist ein Maß für die spezifische Leistungsfähigkeit und geht einher mit dem Wirkungsgrad) haben i. d. R. niedrigere Abgastemperaturen (**Abbildung 25**). Es wird geschätzt, dass der Trend bei den Gasmotoren in Richtung einer höheren Leistungsfähigkeit, eines höheren Ladedruckes, eines noch höheren Wirkungsgrades der Abgasturbine geht und die Abgastemperaturen dieser zukünftigen Motoren auf dem bisherigen Niveau bleiben oder allenfalls sinken.



**Abbildung 25** Zusammenhang Abgastemperatur und mittlerer effektiver Druck bei Gasmotoren

**Tabelle 47** fasst die Basisdaten der oben beschriebenen Umwandlungstechnologien zusammen.

Umwandlungstechnologie	Relative Dampferzeugung	Elektrischer Wirkungsgrad*)
	In % der Brennstoffwärmeleistung B*Hu	
Gasmotor mit Abwärmenutzung zur Prozessdampferzeugung	21,6 -0%	42 %
Flexibilität/Regelung der Dampferzeugung	Reduzierung der Dampferzeugung durch Abgasbypass; Verwerfen der Abgaswärme	
*) Wegen des Generatorwirkungsgrades von 97,5 % ist der elektrische Wirkungsgrad um einen %-Punkt geringer als der mechanische Wirkungsgrad.		

**Tabelle 47** Steckbrief Gasmotor mit Abwärmenutzung

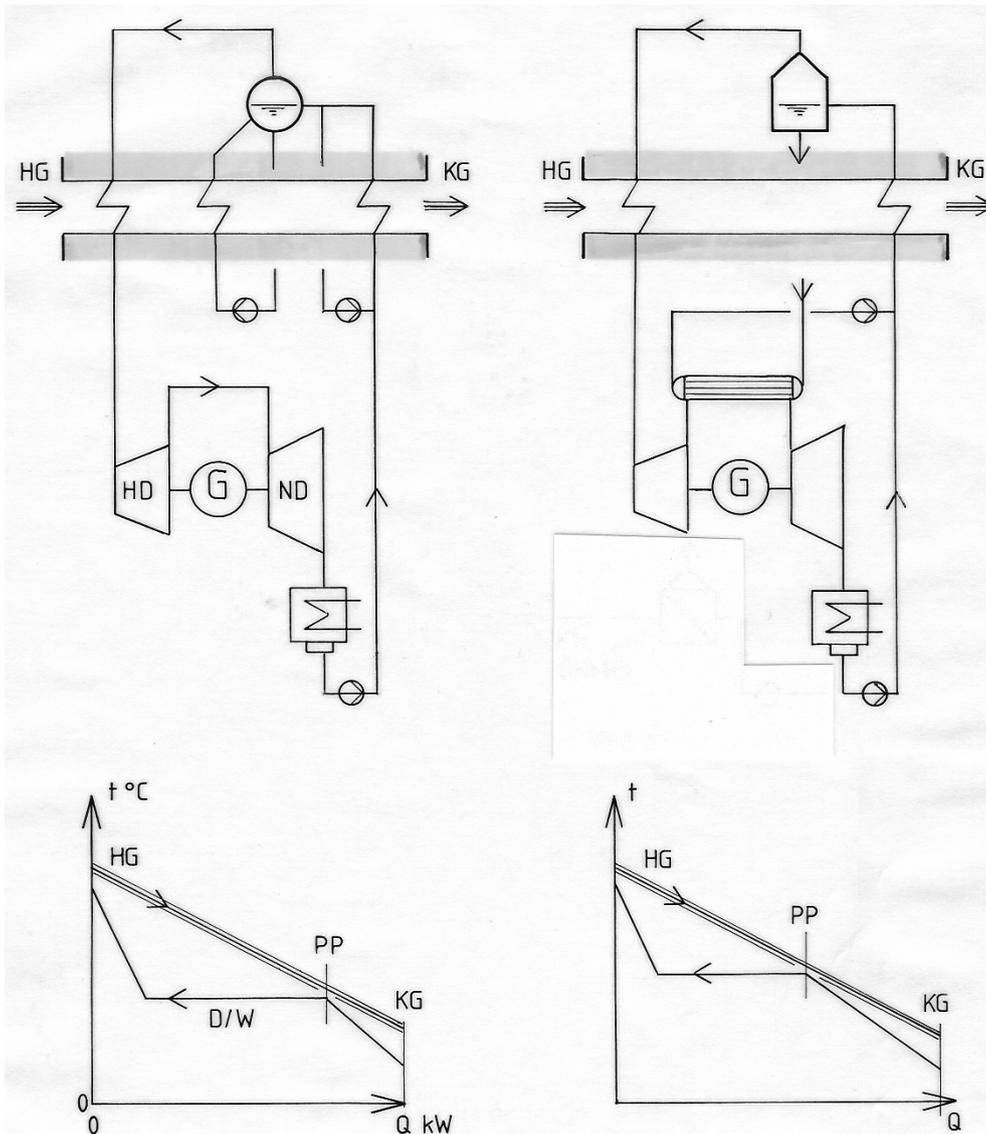
## 5.2.2 Abwärmenutzung in einem innovativen Dampfprozess

Ein neuartiger patentierter Dampf-Wasser-Kreislauf (Beckmann, AT410.695) kann bei folgenden Anwendungsfällen Vorteile bezüglich der Investitionskosten, dem Wirkungsgrad und dem Betrieb bringen:

1. In Dampfprozessen mit Dampfmotoren oder Dampfturbinen im kleinen und mittleren Leistungsbereich
2. Für Wärmequellen, die temperaturmäßig unterhalb fossil gefeuerter Kessel liegen (Abgase aus Kolbenmotoren oder auch Gasturbinen, Abhitzen, Rauchgase von Biomassekesseln)
3. Für Prozesse, die keine hohe oder überhaupt keine Frischdampfüberhitzung zulassen (Biomassefeuerung, Müllverbrennung, Sattdampfprozesse mit erwünschtem Dampfspeichervermögen)
4. Für einfache Eindruckprozesse oder auch für Zweidruckprozesse
5. Für Kraftprozesse, Kraft- und Wärmeanlagen, mit der Auskopplung von Heizwärme oder Prozessdampf

Bei der Abwärmenutzung von Biogasmotoren zur zusätzlichen Stromerzeugung treffen die Fälle 1, 2 und 4 zu, wobei das Weglassen eines Dampfüberhitzers (gemäß Punkt 3) ein Verbilligungspotential darstellt.

**Abbildung 26** erläutert die Merkmale des neuartigen Prozesses an Hand einer einfachen Eindruckschaltung zur Stromerzeugung für eine Wärmequelle mit einer niedrigen Heißgastemperatur. Anders als im konventionellen Dampfprozess (links) erzeugt der Dampfkessel des neuartigen Prozesses (rechts) Dampf *und* Sattwasser in einer Abscheideflasche. Mit dem Sattwasser wird ein externer, zwischen der HD- und der ND-Stufe (im „X-over“) untergebrachter Zwischenüberhitzer oder auch der Entgaser beheizt. Die ND-Stufe fährt im Fall der reinen Stromerzeugung auf Vakuum (Kondensator), im Fall einer Kraft - Wärme - Kopplung auf Gegendruck (Heizkondensator).

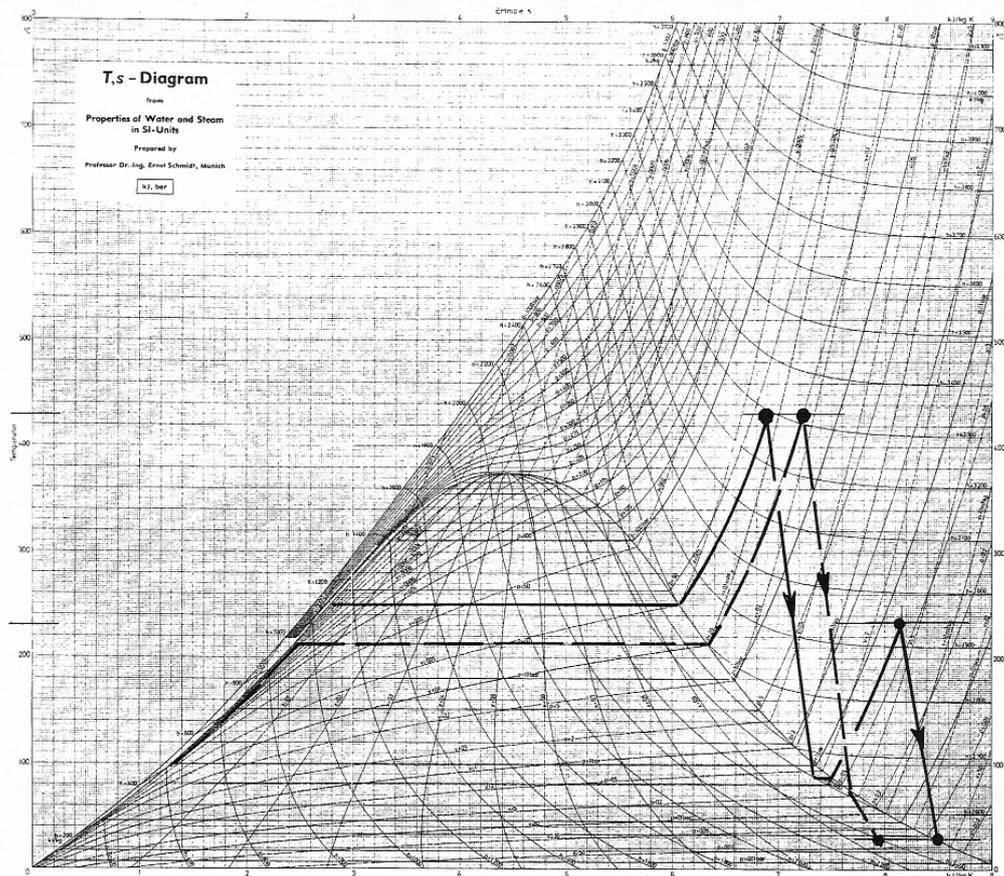


**Legende:** HG...Heißgas, KG...Kaltgas, PP...Pinch-Punkt, D/W...Dampf/Wasser, HD/ND...Hochdruck-/Niederdruckdampfturbine

**Abbildung 26** Vergleich von konventionellem Dampfprozess (links) und neuartigem RANKINE-Prozess (rechts) mit zugehörigen  $t/Q$ -Diagrammen

In Vergleich zum konventionellen Dampfprozess ergeben sich folgende Unterschiede:

- Der Dampfkessel ist einfacher (zwei Heizflächen, keine Umwälzpumpen)
- der neuartige Dampfprozess weist zusätzlich einen externen Zwischenüberhitzer auf, (siehe T/s- Diagramm, **Abbildung 27**, durchgezogener Linienzug), die Expansion in der ND-Stufe erfolgt trockener
- der optimale Frischdampfdruck ist höher
- die Abgasaustrittstemperatur ist niedriger und damit die übertragene Wärme höher, da unterhalb des Pinch-Punktes nicht nur die Vorwärm-Wärme, sondern auch die Sattwasser-Wärme entnommen wird (Siehe t/Q- Diagramm, **Abbildung 26**, rechts)
- je nach Randbedingungen sind erhebliche elektrische Mehrleistungen möglich
- bei einer gewünschten Wärmeauskopplung kann zusätzlich der Sattwasserkreislauf (als „Schleife“) herangezogen werden
- die Integration einer Wärmespeicherung (größere Abscheideflasche) ist im neuartigen Prozess möglich und sinnvoll



**Abbildung 27** T/s- Diagramm - Vergleich des konventionellen Dampfprozesses (strichliert Linienzug) mit dem neuartigen RANKINE - Prozess (durchgezogener Linienzug)

Für die nachfolgende Untersuchung geeigneter Dampfkreisläufe für eine zusätzliche Verstromung wurde von folgenden Dampfprozessdaten ausgegangen:

- *Ein* Dampferzeuger und *eine* Kleindampfturbine pro Gasmotor
- Dampfdaten zirka 10 bar /400 °C; Verzicht auf hohe Dampfdrücke, da die in Frage kommenden Kleinturbinen bei hohen Drücken einen niedrigen inneren Wirkungsgrad aufweisen (Teilbeaufschlagung und Ventilationsverluste)
- Einfache Schaltung: Eindruckprozess, der Entgaser (1,2 bar/105 °C) wird sattwasserbeheizt
- Eine Abgastemperatur von 140 °C wurde als realistisch erreichbar angenommen.

Für den innovativen Prozess ergibt sich dabei eine Mehrleistung von absolut ca. 105 kW, was relativ ein Plus von ca. 7,5 %, bezogen auf die Leistung des Biogasmotors bedeutet. Da mit dem konventionellen Prozess nur 90 kW Mehrleistung zu erreichen ist, wurde nachfolgend nur mehr der innovative Dampfprozess behandelt.

Weitere Steigerungen der Stromerzeugung sind möglich, wenn folgende Gegebenheiten zutreffen:

1. Die Abwärmen mehrerer Biogasmotoren oder größerer Biogasmotoren stehen zur Nutzung bereit. Der innovative Dampfprozess lässt die folgende, interessante Variante zu: je ein Abgaswärmetauscher pro Biogasmotor, aber eine gemeinsame Abscheideflasche und eine Dampfturbine - diese hat dann einen höheren Durchsatz, höhere innere Wirkungsgrade und signifikant geringere spezifische Installationskosten.
2. Wenn (1) zutrifft, lassen sich auch Optimierungen in Richtung höherer Frischdampfdrücke und aufwändigerer Schaltungen durchführen.
3. Eine relative Mehrleistungen von ca. 10 %, bezogen auf die Leistung des Biogasmotors bzw. der Biogasmotoren, wird als realistisch eingeschätzt, wenn (1) und (2) zutreffen.

**Tabelle 48** fasst die Basisdaten der oben beschriebenen Umwandlungstechnologie (innovativer Dampfprozess) zusammen.

Umwandlungstechnologie	Relative Dampferzeugung	Elektrischer Wirkungsgrad
	In % von der Brennstoffwärmeleistung B*Hu	
Gasmotor mit Abwärmenutzung zur zusätzlichen Stromerzeugung	0%	45,2 %
Flexibilität/Regelung der Dampferzeugung	Keine Dampferzeugung	

**Tabelle 48** Steckbrief Abwärmenutzung in einem innovativen Dampfprozess

### 5.3. Biogasnutzung in einem biogasgefeuerten Dampfprozess

Neben der Verwendung von Gasmotoren zur Nutzung von Biogas bieten sich auch biogasgefeuerte Dampfprozesse an, die im Folgenden kurz zusammengefasst werden.

#### 5.3.1 Biogasnutzung in Form von Prozessdampf

Bei der Nutzung des Biogases in Form von Prozessdampf wird das Biogas in einem Dampfkessel verbrannt. Das aus dem Kondensatrücklauf sowie dem make-up Wasser durch Aufheizung und Entgasung gebildete Speisewasser verdampft zum Niederdruck – Prozessdampf (3 bar, Sattedampf). Die Basisdaten zu dieser Umwandlungstechnologie sind **Tabelle 49** zu entnehmen.

Umwandlungstechnologie	Relative Dampferzeugung	Elektrischer Wirkungsgrad
	In % von der Brennstoffwärmeleistung B*Hu	
Biogasgefeuerter Dampfkessel (Prozessdampf)	87 %	0 %
Flexibilität/Regelung der Dampferzeugung	Die Dampferzeugung hängt vom Biogas-Anfall ab, allenfalls kurzfristige Biogasspeicherung, beschränkte Flexibilität	

**Tabelle 49** Steckbrief Biogasnutzung in Form von Prozessdampf

#### 5.3.2 Biogasnutzung in einem Dampf-Gegendruckturbinenprozess

Der Vorteil eines Dampf-Gegendruckturbinenprozesses liegt in der Stromerzeugung zusätzlich zur Dampfproduktion. Dazu wird Mitteldruck - Frischdampf, z. B. bei 30 bar erzeugt, welcher in der Gegendruckdampfturbine auf das Prozessdampfniveau entspannt wird. Im Fall des erhöhten Prozessdampfbedarfs wird ein Teil des Frischdampfes über eine Bypassleitung direkt - also ohne Stromerzeugung - auf das Druckniveau des Prozessdampfes gedrosselt (Basisdaten siehe **Tabelle 50**).

Umwandlungstechnologie	Relative Dampferzeugung	Elektrischer Wirkungsgrad
	In % von der Brennstoffwärmeleistung B*Hu	
Biogasgefeuerter Dampf-Gegendruckturbinenanlage	85 - 73,5 <sup>*)</sup> %	0 - 11,5 <sup>*)</sup> %
Flexibilität/Regelung der Dampferzeugung	Die Dampferzeugung ist nur im geringen Maße regelbar Dampferzeugung gegen Stromerzeugung	
*) Gilt für eine Brennstoffwärmeleistung von 5000kWth; darüber ist der elektrische Wirkungsgrad größer und die relative Dampferzeugung entsprechend (1:1) geringer.		

**Tabelle 50** Steckbrief Biogasnutzung in einem Dampf-Gegendruckturbinenprozess

### 5.3.3 Nutzung von Biogas in einem Dampf-Entnahme / Kondensationsturbinenprozess

Auch bei dieser Form der Biogasnutzung wird Prozessdampf und Strom erzeugt. Überschüssiger Gegendruckdampf, der nicht als Prozessdampf benötigt wird, gelangt in eine Niederdruck-Kondensationsturbine und erzeugt auf diese Weise nochmals Strom (Basisdaten siehe **Tabelle 51**). Diese Umwandlungstechnologie zeigt die größte Flexibilität und sie ist daher in industriellen Versorgungsanlagen für Prozessdampf und Strom verbreitet.

Umwandlungstechnologie	Relative Dampferzeugung	Elektrischer Wirkungsgrad
	In % von der Brennstoffwärmeleistung B*Hu	
Biogasgefeuerter Dampf-Entnahme/Kondensationsturbinenanlage	73,5 <sup>*)</sup> - 0 %	11,5 <sup>*)</sup> - 20 <sup>*)</sup> %
Flexibilität/Regelung der Dampferzeugung	Die Dampferzeugung ist im weiten Bereich regelbar	
*) Gilt für eine Brennstoffwärmeleistung von 5000kWth; darüber ist der elektrische Wirkungsgrad größer und die relative Dampferzeugung geringer.		

**Tabelle 51** Steckbrief Biogasnutzung in einem Dampf-Entnahme / Kondensationsturbinenprozess

### 5.3.4 Nutzung in einem Dampf-Kondensationsturbinenprozess

Der Prozess dient zur Nutzung von Biogas in Form von Strom. Der Gegendruckdampf gelangt dabei zur Gänze in eine Niederdruck-Kondensationsturbine und erzeugt dort nochmals Strom (Basisdaten siehe **Tabelle 52**). Diese Umwandlungstechnologie ist ein Sonderfall, der in industriellen Versorgungsanlagen eher unüblich ist.

Umwandlungstechnologie	Relative Dampferzeugung	Elektrischer Wirkungsgrad
	In % von der Brennstoffwärmeleistung B*Hu	
Biogasgefeuerter Dampf-Kondensationsturbinenanlage	0 %	20 <sup>*)</sup> %
Flexibilität/Regelung der Dampferzeugung	Keine Dampferzeugung; Strom fällt als Koppelprodukt gemäß dem Anfall an Biogas an	
*) Gilt für eine Brennstoffwärmeleistung von 5000kWth; darüber ist der elektrische Wirkungsgrad größer.		

**Tabelle 52** Steckbrief der Biogasnutzung in einem Dampf-Kondensationsturbinenprozess

### 5.3.5 Möglichkeiten der Anwendung des innovativen Dampfprozesses

Der innovative Dampfprozess mit seinem externen Zwischenüberhitzer vor der Expansion in der ND-Kondensationsstufe macht vor allen dann Sinn, wenn ein Teil oder die Gesamtheit des Gegendruckdampfes verstromt wird bzw. zur Verstromung übrig bleibt (letzteres ist erst unterhalb einem relativen Dampfbedarf von ca. 73,5 % gegeben).

In diesem Fall kann der Frischdampfdruck erhöht - z. B. verdoppelt - werden, ohne dass die zulässige Endnässe in der Kondensationsstufe überschritten wird. Die daraus resultierende Mehrleistung an Strom wurde auch in zahlreichen anderen Simulationen mit ca. 11 % und darüber errechnet.

Mit der Erhöhung der Stromerzeugung erhöht sich auch die Flexibilität bzw. die Anpassungsfähigkeit an einen schwankenden Dampfbedarf mit *einer* Umwandlungstechnologie.

Am Rande soll erwähnt werden, dass der innovative Dampfprozess fähig ist, (wie in der Kraftwerkstechnik üblich) im Gleitdruck zu fahren (der konventionelle Rauchrohrkessel kann das nicht), wodurch sich - im gegenwärtigen Stand noch nicht quantifizierbare - betriebliche Vorteile ergeben.

#### **5.4 Zusätzliche Dampferzeugung in einem Biomasse- (Stroh-) gefeuerten Dampfprozess**

Diese Umwandlungstechnologie sieht eine Ganzballen-Stroh-Feuerung zusätzlich zur oder auch anstatt einer Biogasfeuerung vor, wofür sich die konventionelle so genannte Zigarrenfeuerung bzw. das fortschrittliche System mit ausmauerungsloser Hochturbulenzbrennkammer und Abgasrezirkulation sowie umfassender Temperaturregelung in der Brennkammer eignet.

Bezüglich des Dampfprozesses können die im Kapitel 5.3 erläuterten Varianten zur Anwendung kommen.

Der Wirkungsgrad dieser fortschrittlichen Feststoffverbrennung liegt etwas unterhalb jeder der Gasverbrennung, was durch den Ascheverlust und den etwas höheren Luftbedarf (dieser resultiert in einen höheren Abgasverlust) erklärbar ist.

## 5.5 Verfahrensauswahl

Als Hilfestellung für die richtige Systemwahl wurden für die verschiedenen Umwandlungstechnologien Kosten und Wirkungsgrade erhoben sowie eine Technologiematrix erstellt.

### 5.5.1 Installationskosten

Die Kosten für die Biogasnutzung wurden in Abhängigkeit der geeigneten Technologie und der Anlagengröße (ausgedrückt in Brennstoffwärmeleistung -  $B^*H_u$ ) unter Heranziehung einer vereinfachten Kostenermittlung („rapide capital cost estimations“, Perry, 1984) abgeschätzt.

Dabei wurde wie folgt vorgegangen:

- Aufstellung einer Liste der Hauptausrüstung (Komponenten) und Festlegung, welche Komponenten für welche Technologie erforderlich sind - „Komponentenmatrix“ (z. B.: für die reine Prozessdampferzeugung benötigt man zwar einen Dampferzeuger, aber keine Dampfturbine und keinen Vakuumkondensator)
- Angebotspreise über einige dieser Komponenten für bis zu drei Anlagegrößen (ein-, zwei und vierfache Größe) bzw. Erfahrungswerte
- Erfassung der größenmäßigen Kosten durch einen exponentiellen Ansatz und komponentenweises up- bzw. down-scaling der Kosten; damit bleiben Kostensprünge durch Baureihensprünge unberücksichtigt
- Berücksichtigung der Preispositionen: Transport, Montage, Rohrleitungen, Wärmedämmung, Elektrotechnik, Mess- und Regelungstechnik durch Zuschlagfaktoren ( $3,5 + 20,2 + 13,7 + 4,5 + 17,1 + 18,5 = 77,5$  %) zur Hauptausrüstung
- Da die Biogasnutzung und die Deckung des Dampfbedarfs als Versorgungsaufgabe im Vordergrund steht, wurden die spezifischen Kosten auf die Brennstoffwärmeleistung bezogen ( $\text{€/kW}_{th}$ ) und nicht, wie im Kraftwerksbau üblich, auf die elektrische Leistung. Die Optimierung der Stromerzeugung bei einem etwaigen Energieüberschuss (dieser kann und wird in Abhängigkeit des Betriebszustandes schwanken) bleibt natürlich ein Hauptziel der Untersuchung.

Die sich daraus ergebenden spezifischen, auf die Brennstoffwärmeleistung bezogenen Installationskosten (ohne USt., ohne Bau und Infrastruktur) sind in **Tabelle 64** im Anhang zusammengefasst. Zur Anwendung kamen nur die bei den Varianten in Frage kommenden Technologien: DK, DGd und DKt und ihre spezifischen Kosten.

### 5.5.2 Wirkungsgrade

Für die o. g. Umwandlungstechnologien wurden folgende Wirkungsgrade errechnet bzw. abgeschätzt (**Tabelle 65**, Anhang):

- Dampferzeugung
- Stromerzeugung
- Der Summe aus Dampferzeugung und Stromerzeugung (Gesamtwirkungsgrad)

Bei den Technologien, die Dampfprozesse verwenden, ergeben sich Wirkungsgradsteigerungen mit steigender Größe, während bei den Gasmotoren keine derartige Steigerung eintritt, weil bei einer elektrischen Leistung von über ca.  $2000 \text{ kW}_{el}$  (entsprechend einer Brennstoffwärmeleistung von ca.  $5000 \text{ kW}_{th}$ ) die Anzahl der Aggregate (verdoppelt, verdreifacht, ...) vergrößert wird.

Der relative Dampfbedarf - der nach der obigen Definition mit dem Wirkungsgrad der Dampferzeugung ident ist – ist der entscheidende Parameter für die Auswahl der Umwandlungstechnologie. Ein Ordnen der Umwandlungstechnologien auf der Brennstoffbasis Biogas nach fallendem Dampfbedarf und dann nach abnehmender Stromerzeugung ergibt die Reihung in **Tabelle 53**. Der Übersichtlichkeit halber bezieht sich diese Tabelle nur auf eine Brennstoffwärmeleistung von 5000 kW<sub>th</sub>.

<b>B*Hu (kW<sub>th</sub>)</b>	<b>5.000</b>		
<b>Technologie</b>	<b>Dampf</b>	<b>Strom</b>	<b>Da+St</b>
	% von B*Hu		
DK	87,0%	0,0%	87,0%
DGd	73,5%	11,5%	85,0%
GM&AHDK	21,6%	42,0%	63,6%
GM&AHDGd	17,8%	43,5%	61,3%
GM&AHDKT	0,0%	45,2%	45,2%
GM	0,0%	42,0%	42,0%
DKt	0,0%	20,0%	20,0%

**Tabelle 53** Umwandlungstechnologien nach fallendem Dampfbedarf und abnehmender Stromerzeugung

Zusammengefasst ergibt sich aus **Tabelle 53**:

- An sich kann der Gesamt-Bereich des relativen Dampfbedarfs mit der Dampfprozessstechnologie gedeckt werden.
- In diesem Gesamt-Bereich schiebt sich jedoch bei einem niedrigen relativen Dampfbedarf ein Gebiet, in dem die Gasmotorentechnologie bessere elektrische Wirkungsgrade aufweist.

### 5.5.3 Best Efficiency Technology

Abschließend stellt sich die Frage, ob durch einen Mix der Dampfprozessstechnologie und der Gasmotorentechnologie für einen vorgegebenen relativen Dampfbedarf die Stromausbeute maximiert werden kann.

Um die Anzahl der Kombinationen zu beschränken, werden nur jene zugelassen, bei denen die Hauptstromerzeugung entweder über eine Dampfturbine oder über eine Gasturbine erfolgt (ob ein solcher Technologiemitmix letztlich kosten-, anlage- und betriebsmäßig sinnvoll ist, wird zunächst nicht in Frage gestellt).

Die nachfolgende **Tabelle 54** zeigt die für den relativen Dampfbedarf mögliche und auch hinsichtlich der Stromausbeute optimierte Technologie bzw. den Technologiemitmix, und zwar für eine Biogas - Brennstoffwärmeleistung von 5000 kW<sub>th</sub>.

Mit dem gegenüber der Brennstoffwärmeleistung des Biogases sinkenden Dampfbedarf steigt auch der Energieüberschuss, welcher verstromt werden kann.

- Oberhalb eines relativen Dampfbedarfs von 68% ist der Dampfprozess das Gegebene, da der Gasmotor den Wärmebedarf nicht erreichen kann

- Unterhalb eines relativen Dampfbedarfs von 68% kommt der Gasmotor mit seinen guten elektrischen Wirkungsgrad ins Spiel

Dieser „break even point“ (gleiche Stromausbeute) verschiebt sich bei einer Verbesserung des Dampfprozesses (z. B. durch eine größere Leistungsklasse oder einen innovativen, höher effizienten Kreislauf) weiter zu niederen Werten:

- auf ca. 60% für die Variante mit einer Biogas - Brennstoffwärmeleistung von 40000 kW<sub>th</sub> bzw.
- auf ca. 57,5%, wenn zusätzlich durch den innovative Kreislauf der Wirkungsgrad des Dampfkreislaufes weiter gesteigert wird.

Für den bei den energieautarken Varianten in Frage kommenden Bereich bezüglich des relativen Dampfbedarfs ist also der Dampfprozess in seinen entsprechenden Ausführungsformen die gegebene Technologie.

Technologie bzw. Technologiemix	Relativer Dampfbedarf	Strom-Erzeugung	Haupt-Strom-Erzeuger	Dampf +Strom
Biogasgefeuerter Dampfkessel und Fremddampfbezug	>87%	0%	Kein ~	
Biogasgefeuerter Dampfkessel (3 bar)	87%	0%	Kein ~	87%
Biogasgefeuerter Dampfkessel (Mitteldruck) mit Bypass und Dampf-Gegendruckturbine	85-73,5%	0-11,5%	Dampfturbine	85%
Biogasgefeuerter Dampfkessel (Mitteldruck) mit Dampf-Entnahme/Kondensationsturbine	73,5-68%	11,5-12%	Dampfturbine	85-80%
Biogasgefeuerter Dampfkessel und Gasmotor & Abhitzedampfkessel (je 3 bar)	68-21,5%	12-42%	Biogas-Motor	80-63,5%
Gasmotor & Abhitzedampfkessel (Mitteldruck) mit Bypass und Dampf-Gegendruckturbine	21,5-18%	42-43,5%	Biogas-Motor	63,5-61,5%
Gasmotor & Abhitzedampfkessel (Mitteldruck) mit Dampf-Entnahme/Kondensationsturbine	18-0%	43,5-45%	Biogas-Motor	61,5-45%
Gasmotor & Abhitzedampfkessel (Mitteldruck) mit Dampf-Kondensationsturbine	0%	45%	Biogas-Motor	45%

**Tabelle 54** Bezüglich relativem Dampfbedarf mögliche und hinsichtlich der Stromausbeute optimierte Technologien bzw. Technologiemix

### 5.5.4 Verbesserungspotential durch die Anwendung des innovativen Dampfprozesses

Das Verbesserungspotenzial durch die Anwendung des innovativen Dampfprozesses lässt sich wie folgt zusammenfassen:

1. Bei Gasmotoren hat erst durch den innovativen Prozess mit dem neuartigen Abhitzekessel die zusätzliche Stromerzeugung aus der Auspuffwärme eine bessere Chance
2. Beim Dampfprozess kommt es zu einer Erhöhung der Stromausbeute um bis zu 11% bei den Varianten mit einer Kondensationsturbine und zu einer höheren betrieblichen Flexibilität

3. Weiters sind die Erweiterung des Bereiches des Dampfprozesses sowie die einheitliche Technologie hervorzuheben

## 5.6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Das Kapitel Wärme- und Stromerzeugung durch Biogas – und Biomassenutzung kann somit wie folgt zusammengefasst werden:

### 5.6.1 Wärme- (und Strom-) Erzeugung

1. Die Problemstellung, für die zahlreichen Varianten der Anlage Prozessdampf bereitzustellen, wurde im Laufe der Studie stark ausgeweitet
2. Für die Vorauswahl einer geeigneten Umwandlungstechnologie (Dampferzeugung, eventuell mit zusätzlicher Stromerzeugung, aus Brennstoffwärme) wurde der *Relative Dampfbedarf* =  $\text{Dampfbedarf} / (\text{Brennstoffwärme des Biogases})$  als entscheidender Parameter gefunden
3. In Abhängigkeit dieses relativen Dampfbedarfs, der für die zahlreichen Varianten von unendlich (kein Biogas verfügbar) bis ca. 67 % reicht, wurden die praktikablen und auch die effizienzmaximierten Umwandlungstechnologien ermittelt
4. Ist der relative Dampfbedarf *um 87 %*, so kann der Dampfbedarf zur Gänze aus der Verbrennung von Biogas - als effizienteste Lösung - gedeckt werden;
5. Liegt er *darüber*, ist ein Fremddampfbezug erforderlich, welcher aber im Falle der Rohstoffbasis Mais und Weizen mit dem Verbrennen des entsprechenden Strohanteils (also unter Anwendung erneuerbarer Energien) in einer fortschrittlichen Verbrennungstechnologie zu decken ist;
6. Liegt er hingegen *darunter, zwischen 87 und 68 %*, ist der biogasgefeuerte Mitteldruck - Dampferzeuger mit einer Dampfturbine die effizienzmaximierten Umwandlungstechnologie:  
*oberhalb 73,5 %* als Gegendruck-, *unterhalb 73,5 %* als Entnahme/Kondensations-Turbine ausgeführt
7. In den Varianten mit einem relativen Dampfbedarf *unter 68 %*, kommt der Biogasmotor mit seinem günstigen elektrischen Wirkungsgrad - in den verschiedenen Kombinationen der Abwärmenutzung - ins Spiel. Wegen des durchgehend hohen Prozessdampfbedarfs ist dies aber nur für wenige Varianten relevant.

### 5.6.2 Verbesserungspotenzial durch innovativen Dampfprozess

1. Sowohl bei der Abwärmenutzung von Gasmotoren zur zusätzlichen Stromerzeugung (gemäß der ursprünglichen Problemstellung) als auch bei den biogas- und auch strohgefeuerten Mitteldruck - Dampferzeugern mit Entnahme/Kondensations-Turbinen ausgeführt lässt sich die Stromausbeute um ca. 11 % gegenüber herkömmlichen Dampfprozessen steigern; diese wesentliche Verbesserung der Stromausbeute vermindert natürlich die Prozessdampferzeugung, sie kann also nicht bei jeder Variante (voll) ausgenutzt werden.
2. Der neuartige Mitteldruck-Dampferzeuger (Einrohrdampferzeuger mit Abscheideflasche) für den innovativen Dampfprozess verspricht geringere Installationskosten und einen höheren Grad von Flexibilität in der Betriebsweise; diese entscheidenden Faktoren entziehen sich allerdings einer groben ponderablen Beurteilung.
3. Der innovative Dampfprozess soll also - nach einer Vorauswahl der geeigneten Umwandlungstechnologie (Dampferzeugung - Dampfturbine - Gasmotor), bei einer detaillierten Projektbearbeitung - stets als Option zur Steigerung des Wirkungsgrades, der Flexibilität und der Wirtschaftlichkeit in Betracht gezogen werden.

## 6 Wirtschaftliche Prüfung der Anlagenvarianten

Neben ökologischen Überlegungen kommt bei der Realisierung einer Produktionsanlage für Bioethanol der ökonomischen Überprüfung des Vorhabens eine große Bedeutung zu.

Ausgehend von den Simulationsergebnissen (Energie- und Materialflüsse) wurden daher die verschiedenen Anlagenvarianten einer Wirtschaftlichkeitsprüfung unterzogen. Die Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsprüfung sind dem Anhang zu entnehmen.

### 6.1 Methodik

Die überprüften Varianten bedingen durch die unterschiedlichen Größen und die unterschiedlichen Kombinationen von Technologien abweichende Investitionskosten. Zu den Investitionen wurden Herstellerangaben recherchiert. Variationen in unterschiedlichen Anlagengrößen wurden zum Teil durch Interpolation errechnet.

Danach wurden die laufenden Jahresbetriebskosten (Personalkosten, Tilgungsraten, Rohstoffkosten, Transportkosten, Energiekosten) den laufenden Erträge aus Ethanol, DDGS und Strom gegenübergestellt (Cash Flow). Die energetisch und stofflich im Prozess eingesetzten Mengen sowie die Outputmengen wurden in den in Kapitel 4 angeführten Simulationen errechnet und bilden die Basis dieser Wirtschaftlichkeitsüberlegungen.

Als Finanzierungsmodell wurde eine Variante mit einer Eigenkapitaleinlage von 20% und einem Fremdkapitalanteil von 80% gewählt.

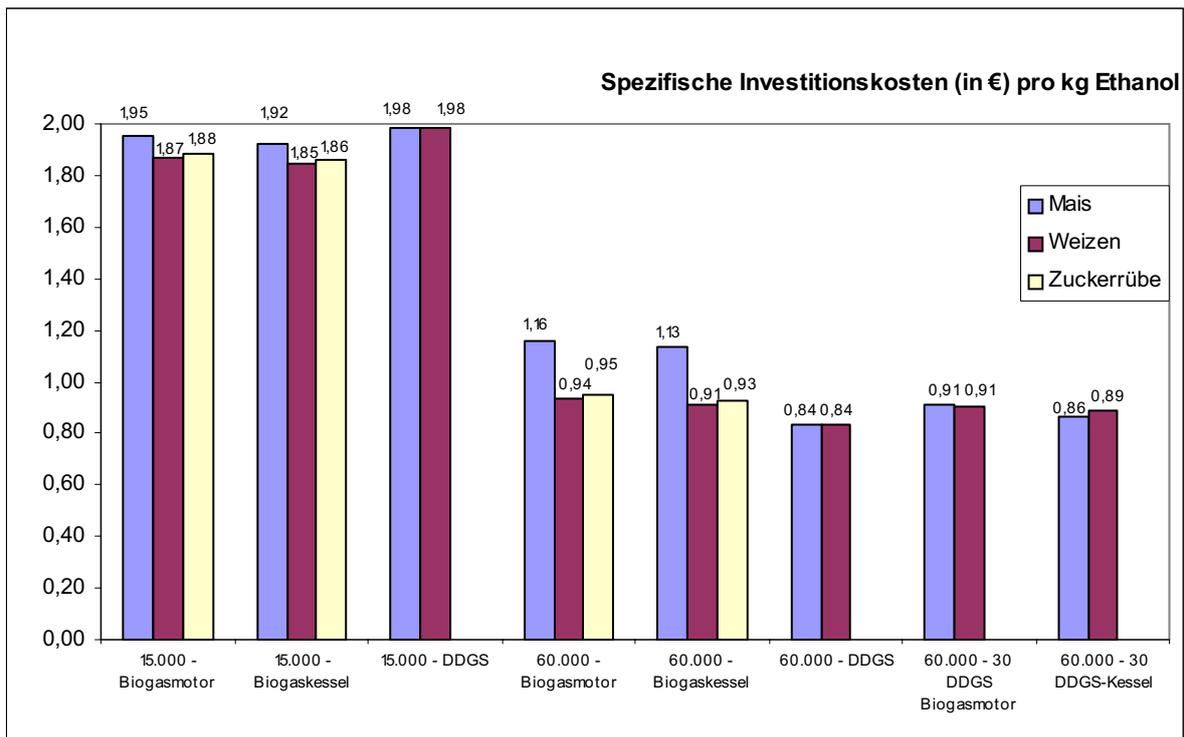
Der Zeitraum für eine Refinanzierung der Investitionskosten der Anlage wurde mit 7 Jahren festgelegt. Es wurde der notwendige Erlös aus dem Ethanolverkauf (€/Liter) errechnet, der zu erzielen ist, um die Anlagen positiv betreiben zu können. Auf eine jährliche Indexanpassung wurde beim Ethanolpreis verzichtet, nach dem Vorbild eines auf mehrere Jahre fixierten Einspeisetarifes im Bereich Ökostrom. In der Realität ist jedoch davon auszugehen, dass sich der Ethanolpreis dynamisch an den Marktentwicklungen orientieren wird.

Bei der Auswahl der wirtschaftlichen Annahmen wurde sehr großer Wert auf einen möglichst ökologischen Betrieb der Anlage gelegt. So wurde für den Transport der Rohstoffe Bahn angenommen und die entsprechenden Transportkosten in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen integriert. Detaillierte Angaben zu den Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsprüfung sind im Anhang zusammengefasst.

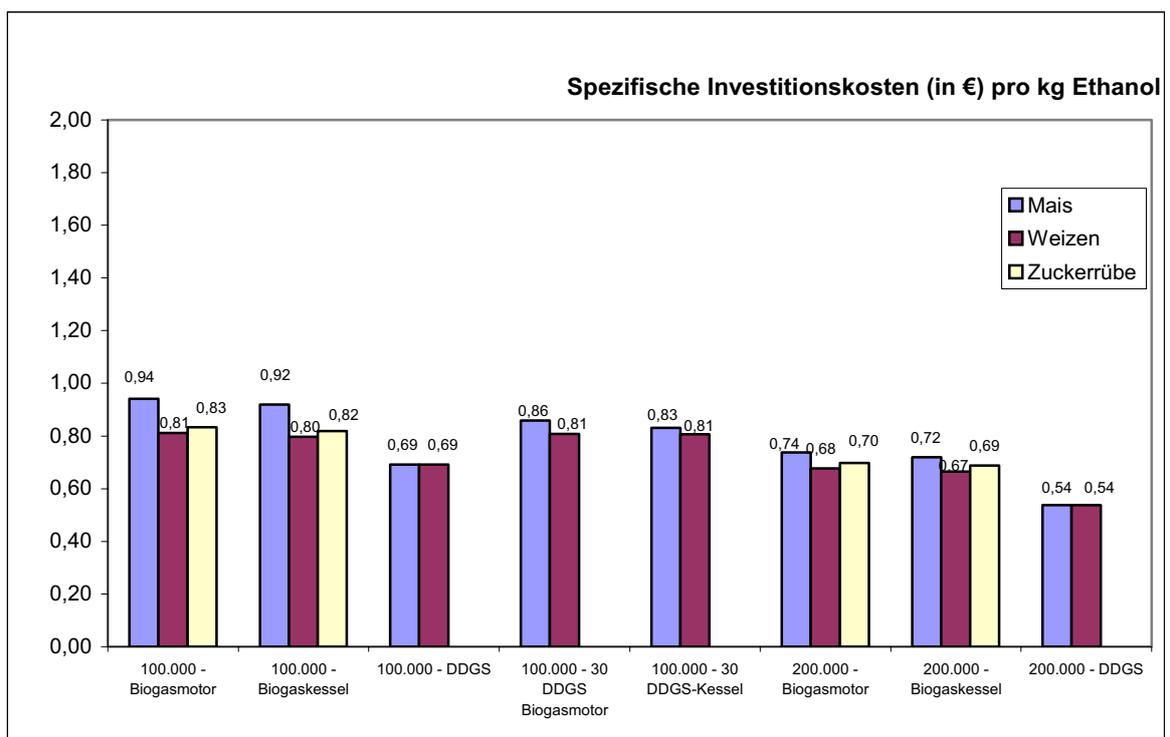
### 6.2 Ergebnisse

Als Kennzahl einer Industrieanlage werden oftmals die spezifischen Investitionskosten herangezogen. Dabei werden die Investitionskosten der Jahresleistung (Menge an produziertem Bioethanol/Jahr) gegenübergestellt. **Abbildung 28** und **Abbildung 29** fassen die spezifischen Investitionskosten der geprüften Anlagen zusammen.

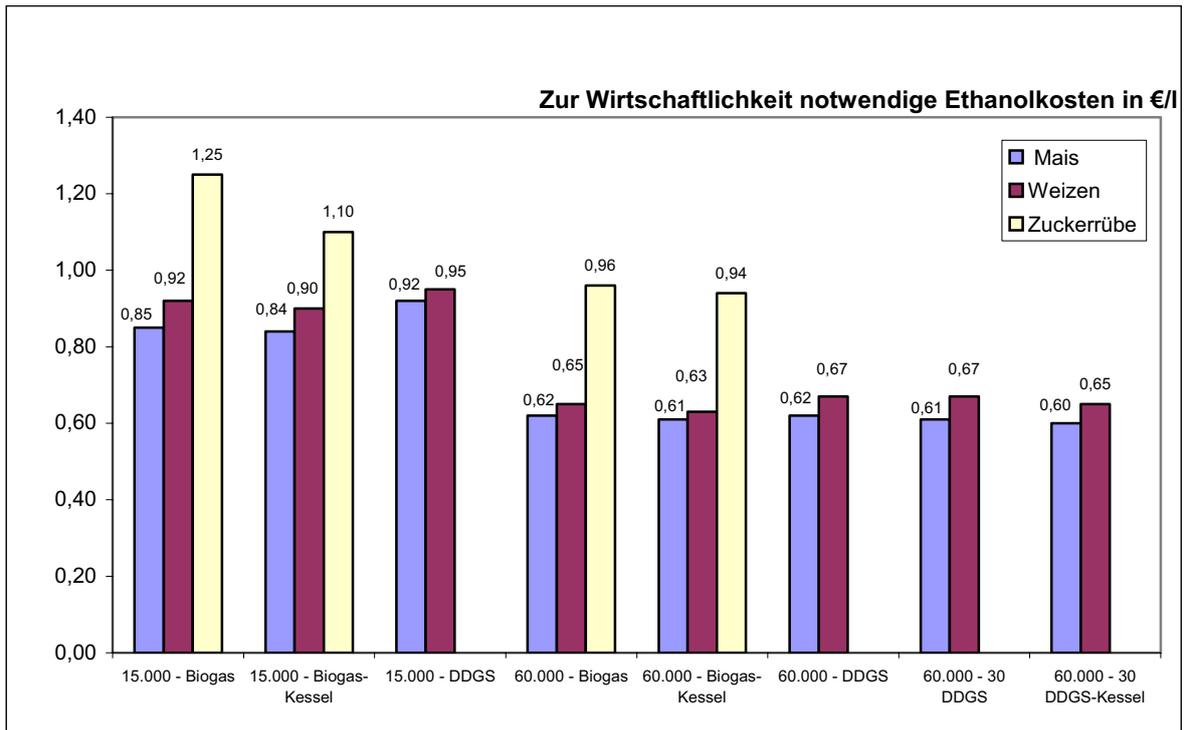
Es zeigt sich, dass die spezifischen Investitionskosten der Weizenanlagen, gefolgt von der Zuckerrübenanlage am niedrigsten sind. Dadurch entsteht der Eindruck, dass aus wirtschaftlicher Sicht eine Weizenanlage im Vergleich zu Anlagen auf Basis von anderen Rohstoffen günstiger ist. Bei der genaueren Betrachtung der Wirtschaftlichkeitsüberprüfungen zeigt sich jedoch, dass die Investitionskosten einer Anlage nur sehr eingeschränkt für einen wirtschaftlichen Erfolg einer Anlage verantwortlich sind. Grund dafür ist, dass die jährlich Betriebskosten gleich hoch oder höher als die Gesamtinvestitionskosten der Ethanolproduktionsanlagen sind und dadurch ist eine wirtschaftliche Bewertung der Varianten über die spezifischen Investitionskosten nicht sehr aussagekräftig.



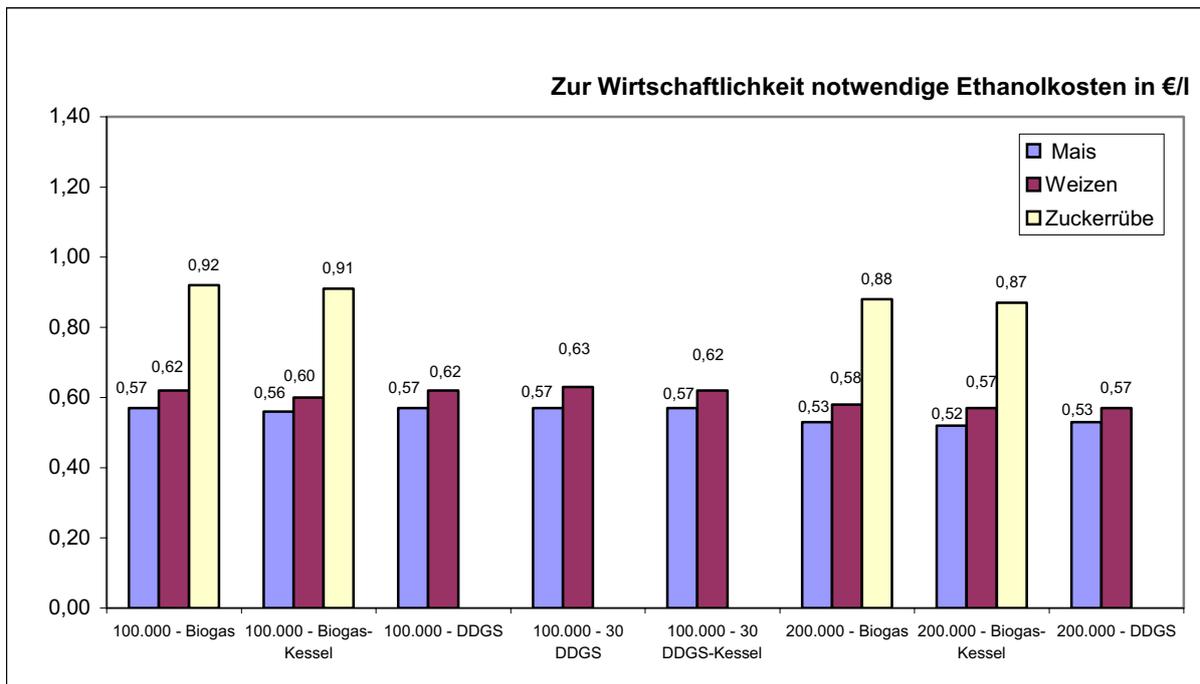
**Abbildung 28** Spezifische Investitionskosten der geprüften Anlagen (1)



**Abbildung 29** Spezifische Investitionskosten der geprüften Anlagen (2)



**Abbildung 30** Zur Wirtschaftlichkeit notwendige Ethanolerelöse (1)



**Abbildung 31** Zur Wirtschaftlichkeit notwendige Ethanolerelöse (2)

Mit der oben beschriebenen Methodik wurde deshalb im Zuge der wirtschaftlichen Gesamtkalkulation für jede der Anlagenvarianten ein zu erzielender Mindesterloß für Ethanol errechnet, um die Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können. **Abbildung 30** und **Abbildung 31** zeigen das Ergebnis dieser wirtschaftlichen Prüfung.

Es stellte sich heraus, dass die größeren Ethanolanlagen zu niedrigeren Ethanolpreisen/Liter produzieren können, verglichen mit den Kleinanlagen. Am günstigsten kann die Produktion mit dem Rohstoff Mais erfolgen. Es zeigte sich auch, dass bei einer nachgeschalteten Biogasanlage die direkte Verwertung des Gases zur Prozessdampfproduktion im Ethanolproduktionsprozess wirtschaftlich betrachtet am interessantesten erscheint. In einer Maisanlage mit einer Kapazität von 200.000 t/a und einer nachgeschalteten Biogasanlage mit der Verwertung des Gases zur Prozessdampfproduktion kann Bioethanol zu einem Preis von 0,52 €/l produziert werden.

## 7 Zusammenfassung der Ergebnisse

Wesentlich bei der Produktion von Bioethanol ist die Optimierung der Gesamtenergiebilanz. Auch wenn die eingesetzte Technologie im Bereich der Produktion von Bioethanol bereits ausgereift und stark verbessert ist, kann die Gesamtenergiebilanz bei der Produktion von alternativem Treibstoff noch dadurch verbessert werden, indem das Vorhaben optimal in die bestehenden lokalen Energiesysteme eingepasst wird und eine regionale Bereitstellung von Prozessenergie auf Basis erneuerbarer Energieträger erfolgt. Auf dieselbe Weise können auch regionale Materialeinsätze zur Energieproduktion optimiert werden.

Basierend auf der Analyse der aktuellen Situation und der Erfordernisse der Bioethanolproduktion erscheinen Weizen und Mais als sinnvolle Rohstoffe. Im Zuge der Arbeiten wurde zwar auch die Verarbeitung von Zuckerrübe in Form einer eigenständigen Anlage betrachtet, in der Praxis ist allerdings die alleinige Verwendung von Zuckerrübe aufgrund ihrer nur saisonalen Verarbeitbarkeit nicht möglich. Grundsätzlich wurden damit Rohstoffe ausgewählt, die sich in bekannter Weise für die Produktion von Treibstoffalkohol eignen und den österreichischen landwirtschaftlichen Bewirtschaftungsverhältnissen sowie den gegebenen klimatischen Bedingungen entsprechen. Bei der Verarbeitung der einzelnen Rohstoffe ergeben sich nur marginale Unterschiede hinsichtlich des Energiebedarfes. Die wichtigeren Faktoren sind hier sicher der Rohstoffpreis und bei großen Anlagen auch der Transport der Rohstoffe und die Verwertung der Reststoffe.

Bezüglich der zu errichtenden Anlagengrößen wurden die Anlagenkapazitäten 15.000/60.000/100.000/200.000 t/a Ethanol näher untersucht. Dabei reicht die kleinste Anlagengröße, um den Bedarf an Ottokraftstoffen der Region Auland Carnuntum zu decken. Um das Ziel des Ersatzes von 5,75% an Ottokraftstoffen durch alternative Treibstoffe bis 2010 (in Österreich bis 2008) in ganz Österreich zu verwirklichen, sind etwa 175.000 t/a Ethanol notwendig.

Aus Gründen der Nachhaltigkeit und aufgrund von regionalen Gesichtspunkten (Rohstoff und Entsorgung) sind kleine Anlagen vorzuziehen. Die Flächenverfügbarkeit (Stilllegungsflächen) und der Ertrag für Zuckerrübe sind in der Region unter Vernachlässigung der ausschließlich saisonalen Verarbeitbarkeit ausreichend, um den Rohstoffbedarf für die kleinste ins Auge gefasste Anlagengröße zu fast 90% zu decken. Bei Mais sind nur noch ca. 44% der nötigen Rohstoffmenge für die kleinste Anlagenvariante in der Region produzierbar. Bei Weizen ist es mit 23% noch weniger! Für die beiden aussichtsreichsten Rohstoffkandidaten Mais und Weizen liegt der Anteil der regionalen Produktion des Rohstoffes bei einer Anlage mit einer Kapazität von 100.000 t/a bereits unter 10%, bei der Anlage mit 200.000 t/a weit unter 5%. Günstiger ist die Situation für die großen Anlagen im Bereich Düngemanagement. Unter Einbeziehung der verfügbaren Ackerflächen und der ausbringbaren Düngermenge ist hier eine Gülleverwertung einer gekoppelten Biogasanlage bis einschließlich einer Anlagenkapazität von 100.000 t/a in der Region möglich.

Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz sowie Eigendeckung des Wärmebedarfs sprechen eher für große Anlagen. Limitierend bei der Eigendeckung des Wärmebedarfs durch die Nutzung von Biogas ist dabei unter Umständen die Dimension der Biogasanlage (Fermentervolumen). Zu beachten ist dabei aber, dass eine Reduktion des Energiebedarfs durch den Einsatz alternativer Aufbereitungsverfahren leichter bei kleineren Anlagen umsetzbar ist, wodurch sich unter Umständen die schlechtere Energieeffizienz ausgleichen lässt.

Bei den Kuppelprodukten, die die Wirtschaftlichkeit einer Ethanolanlage beträchtlich beeinflussen, wurde allen voran die Produktion von DDGS (Distiller's Dried Grains and Solubles) untersucht, das als Futtermittel für Wiederkäuer einsetzbar ist und hier Soja ersetzen könnte. Die DDGS-Produktion ist aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten sicher ein Vorteil, da ein hoher Preis zu erzielen ist. Allerdings ist hier die zukünftige Preisentwicklung

fraglich. Weiters muss darauf hingewiesen werden, dass die Produktion von DDGS zum einen sehr energieintensiv ist, zum anderen der Markt in Österreich begrenzt ist und durch die Verarbeitung der Schlempe aus einer Ethanolanlage mit einer Kapazität von 60.000 t/a mehr als gedeckt werden kann.

Als Alternative wurde deshalb die Umsetzung der Schlempe zu Biogas untersucht, welches zur Bereitstellung von elektrischem Strom und Wärme (Dampf) genutzt werden kann. Generell spricht infolge des stetigen Anstiegs des Energiepreises vieles für eine verstärkte Eigenbedarfsdeckung im Bereich Prozesswärme auf Kosten der Futtermittelproduktion.

Im Zuge der Simulationsarbeiten zur Bilanzierung und Optimierung der Material- und Energieflüsse im Simulationstool IPSEpro ergab sich trotz Wärmeintegration ein beträchtlicher Energiebedarf zur Herstellung von Bioethanol, der bei der Kombination Ethanol/DDGS-Produktion noch weiter ansteigt. Für eine Kapazität von 15.000 t/a ist mit einem Wärmebedarf bei der Verarbeitung von Weizen von 41,2 GWh/a zu rechnen, der sich mit DDGS-Trocknung auf 89,9 GWh/a erhöht. Für eine Kapazität von 200.000 t/a ergibt sich schließlich ein Wärmebedarf von 289,8 GWh/a bzw. 949,2 GWh/a für die Varianten ohne und mit DDGS-Trocknung (jeweils ohne Biogas).

Der hohe Wärmebedarf einer Bioethanolanlage und die weitere starke Erhöhung infolge der Produktion von DDGS sowie der beschränkte Absatzmarkt für dieses Kuppelprodukt sprechen für die Verarbeitung der Reststoffe zu Biogas, wobei hier zwei Szenarien untersucht wurden. Zum einen wurde die gesamte anfallende Schlempe zu Biogas verarbeitet, zum anderen wurde eine Variante untersucht, wo zwar die in Österreich absetzbare Menge an DDGS von 30.000 t/a produziert wird, der Rest der Schlempe aber in die Biogasherstellung geht.

Infolge des hohen Energiebedarfs der Bioethanolherstellung wurde bei den untersuchten Varianten großes Augenmerk auf die Eigenbedarfsdeckung im Bereich Prozesswärme gelegt. Eine Integration bestehender Anlagen in Bruck/Leitha in die Bioethanolproduktion erweist sich dabei aufgrund der geringen Kapazitäten der vorhandenen Anlagen zur Herstellung von Biogas und Fernwärme, aber auch aufgrund der Konzeption (Biogas/Gasmotor) als nicht bzw. nur für die kleinste betrachtete Anlagenkapazität als sinnvoll.

Im Zuge der Einbeziehung der Biogasnutzung zur Eigenbedarfsdeckung an Wärme in die Simulation der Anlagenvarianten hat sich rasch gezeigt, dass eine Nutzung im Gasmotor zwar elektrischen Strom produziert, allerdings die Abwärme von Motorabgas und Motor den Wärmebedarf der Ethanolanlagen nicht abdecken kann. Aufgrund des niedrigen erzielbaren Strompreises und Überlegungen zur Nachhaltigkeit erscheint es deshalb sinnvoller, das Biogas ausschließlich zur Bereitstellung von Wärme zu verwenden. Der Strombedarf der Ethanolanlage kann auch über die vorhandenen Windkraftanlagen gedeckt werden.

Als zweckmäßigste Technologie zur Umwandlung von Biogas in Wärme ergibt sich ein konventioneller Kessel. Überschusdampf kann dabei über eine Gegenstromdampfturbine verstromt werden. Auf diese Weise ist es möglich bei den Varianten ohne DDGS-Trocknung einen Großteil des Eigenbedarfs an Wärme in der Ethanolanlage zu decken. Bei Weizen als Rohstoff ist infolge der besseren Energieeffizienz größerer Ethanolanlagen ab einer Kapazität von 100.000 t/a eine 100%ige Eigenbedarfsdeckung gegeben. Bei einer Kapazität von 200.000 t/a erscheint auch eine Verstromung von Überschusdampf in einer Gegendruckdampfturbine sinnvoll. Bei Mais als Rohstoff ist bereits ab einer Anlagenkapazität von 60.000 t/a Energieautarkie gegeben.

Der Einsatz eines innovativen Dampfprozesses zur Nutzung von Abwärmern aus dem Ethanolprozess sowie aus der Umwandlung von Biogas im Gasmotor hat sich allerdings als nicht verwirklichtbar erwiesen. Zwar fallen bei der Produktion von Bioethanol, speziell in Kombination mit der DDGS-Trocknung, große Mengen an Abwärmern an, die nicht im Prozess verwendet werden können, infolge der vorliegenden Temperaturniveaus ist ein Einsatz dieser neuen Technologie aber nicht möglich. Nichts desto trotz wurden im Zuge der

detaillierten Betrachtung von Abwärmenutzung und Eigenbedarfsdeckung Vorteile und Nutzen des Dampfprozesses herausgearbeitet und dargestellt.

Neben ökologischen Überlegungen kommt bei der Realisierung einer Produktionsanlage für Bioethanol der ökonomischen Überprüfung des Vorhabens eine große Bedeutung zu. Ausgehend von den Simulationsergebnissen (Energie- und Materialflüsse) wurden daher die verschiedenen Anlagenvarianten einer Wirtschaftlichkeitsprüfung unterzogen.

Die überprüften Varianten bedingen durch die unterschiedlichen Größen und die unterschiedlichen Kombinationen von Technologien abweichende Investitionskosten. Zu den Investitionen wurden Herstellerangaben recherchiert. Variationen in unterschiedlichen Anlagengrößen wurden zum Teil durch Interpolation errechnet. Danach wurden die laufenden Jahresbetriebskosten (Personalkosten, Tilgungsraten, Rohstoffkosten, Transportkosten, Energiekosten) den laufenden Erträgen aus Ethanol, DDGS und Strom gegenübergestellt (Cash Flow).

Bei der Auswahl der wirtschaftlichen Annahmen wurde sehr großer Wert auf einen möglichst ökologischen Betrieb der Anlage gelegt.

Die spezifischen Investitionskosten, die sehr oft als Kennzahl für eine Industrieanlage herangezogen werden, sind dabei nur sehr eingeschränkt für die Beurteilung des wirtschaftlichen Erfolgs einer Bioethanolanlage geeignet, da die jährlichen Betriebskosten gleich hoch oder höher als die Gesamtinvestitionskosten der Ethanolproduktionsanlagen sind. Im Zuge der wirtschaftlichen Gesamtkalkulation wurde deshalb für jede der Anlagenvarianten ein zu erzielender Mindesterloß für Ethanol errechnet, um die Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können.

Im Gegensatz zur Betrachtung der spezifischen Investitionskosten, wo sich die Weizenanlagen gefolgt von den Rübenanlagen am günstigsten erwiesen haben, stellt sich bei der zweiten Betrachtungsweise heraus, dass die größeren Ethanolanlagen zu niedrigeren Ethanolpreisen/Liter produzieren können, verglichen mit den Kleinanlagen. Am günstigsten kann die Produktion mit dem Rohstoff Mais erfolgen. Es zeigte sich auch, dass bei einer nachgeschalteten Biogasanlage die direkte Verwertung des Gases zur Prozessdampfproduktion im Ethanolproduktionsprozess wirtschaftlich betrachtet am interessantesten erscheint. In einer Maisanlage mit einer Kapazität von 200.000 t/a und einer nachgeschalteten Biogasanlage mit der Verwertung des Gases zur Prozessdampfproduktion kann damit Bioethanol zu einem Preis von 0,52 €/l produziert werden. Für eine Kapazität von 15.000 t/a liegt der für die Wirtschaftlichkeit der gleichen Variante zu erzielende Preis bei 0,84 €/l. Wird die Schlempe ausschließlich zur Herstellung von DDGS herangezogen sind Preise von 0,53 €/l bzw. 0,92 €/l für die zuvor genannten Anlagengrößen zu erzielen. Mit Weizen als Rohstoff ergeben sich je nach Anlagengröße für die Variante Biogasnutzung mit Kessel notwendige Preise, die um 2-7 Cent/l über jenen von Ethanol aus Mais liegen.

Um aufgrund der unterschiedlichen Ergebnisse in den Bereichen Nachhaltigkeit und regionale Integration, Energiebedarf sowie Wirtschaftlichkeit die optimale Anlagenvariante und Anlagengröße für den Standort Bruck/Leitha auswählen zu können, wurden die Ergebnisse in Form einer Matrix gegenübergestellt und mit Punkten bewertet.

Durch Gewichtung und Aufsummierung der Punkte in den Kategorien energetisch, ökologisch und wirtschaftlich optimale Anlage, ergaben sich schließlich die für den Standort Bruck/Leitha am besten geeignete Varianten:

100.000 t/a	Maisanlage (ohne DDGS) - Biogas mit Heizkessel
60.000 t/a	Maisanlage (ohne DDGS) - Biogas mit Heizkessel
60.000 t/a	Weizenanlage (ohne DDGS) - Biogas mit Heizkessel

## 8 Schlussfolgerung und Ausblick

Für die Eigenversorgung der Region Auland Carnuntum mit Ottokraftstoff reicht eine Bioethanolanlage mit einer Kapazität von 15.000 t/a. Bei Verwendung von Mais als Rohstoff können dabei 44% und bei Weizen 15% des Rohstoffbedarfs durch die Nutzung der verfügbaren Stilllegungsflächen in der Region gedeckt werden. Bei Zuckerrübe als Rohstoff ist eine theoretische Deckung von 87% möglich, aber aufgrund der saisonalen Verarbeitung nicht realistisch. Für diese Anlagengröße ist überdies noch eine Integration in die bestehenden Anlagen zur Bereitstellung von Biomasse-basierter Energie (Fernwärmeerzeugung, Biogasanlage) möglich.

Aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen, aber auch aufgrund der höheren Energieeffizienz, sind größere Anlagen zu bevorzugen. So ist eine Eigenbedarfsdeckung an Wärme durch Biogasnutzung nur bei großen Anlagen möglich, wobei bis einschließlich der Anlage mit einer Kapazität von 100.000 t/a noch eine regionale Ausbringung der anfallenden Gülle möglich ist.

Vom Standpunkt der Nachhaltigkeit sind große Anlagen allerdings problematisch, vor allem hinsichtlich des Antransports von Rohstoffen. Kann bei einer Kapazität von 100.000 t/a der Rohstoffbedarf bei Mais noch zu 114% auf den Stilllegungsflächen des Landes NÖ produziert werden, sind es bei einer Kapazität von 200.000 t/a nur noch rund 60%. Wird Weizen als Rohstoff eingesetzt sind gerade 60% bzw. 30% des Rohstoffbedarfs im Land NÖ abdeckbar.

Deutlich wird hier die Problematik der Vereinbarkeit von nachhaltiger bzw. ökologischer und energetisch bzw. wirtschaftlich optimaler Bioethanolproduktion.

Für eine ganzheitliche Bewertung des Produktes Bioethanol ist die gesamte Prozesskette zu betrachten. Dabei spielt die Produktion des Rohstoffes ebenso eine Rolle wie der Energieeinsatz im Produktionsprozess sowie die Reintegration der Reststoffe in einem ökologischen Kreislauf. Dem gegenüber stehen die für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage notwendigen Erlöse pro Liter Ethanol, die mit der Größe der Anlage abnehmen. Einen wesentlichen Einfluss auf den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage haben darüber hinaus die Energiekosten. Daher stellen die Varianten der Reststoffverwertung zur Energieproduktion eine wirtschaftlich interessante Möglichkeit dar, vor allem jene der Prozessdampfproduktion aus dem Biogas einer nachgeschalteten Biogasanlage.

Durch die Gegenüberstellung von energetischen, wirtschaftlichen und ökologischen Aspekten konnten schließlich Varianten identifiziert werden, deren Verwirklichung am Standort Bruck/Leitha am aussichtsreichsten erscheinen, deren Kapazität aber den regionalen Bedarf weit übersteigt und eine sinnvolle Integration in die bestehenden Anlagenteile nicht erlaubt.

Ein Ansatzpunkt für weitere Arbeiten ist hier sicherlich die Wärmebedarfsdeckung durch die Nutzung der Produktionsrückstände der Biomassebereitstellung etwa in Form der Verbrennung von anfallendem Mais- bzw. Weizenstroh. Dadurch sollte es möglich sein, auch den Wärmebedarf der kleinen Ethanolanlagen, eventuell sogar mit DDGS-Produktion in vermarktbarem Ausmaß, zu decken. Das aus der Schlempe gewonnene Biogas steht damit wieder für eine Verstromung zur Verfügung.

Gleichzeitig ist aber auch an eine Reduktion des Energiebedarfs durch den Einsatz alternativer Aufarbeitungsverfahren zu denken, wodurch sich neben der Senkung des Energiebedarfs unter Umständen auch eine schlechtere Energieeffizienz bei kleinen Anlagen ausgleichen lässt. Da alternative Aufarbeitungsverfahren wesentlich leichter bei kleineren Anlagen umsetzbar sind, ist dies als weiterer Schritt hin zur Nachhaltigkeit und regionalen Integration zu sehen.

Als letzter Ansatzpunkt ist schließlich noch die Senkung der Investitionskosten zu nennen, die als letzte Hürde der Wirtschaftlichkeit von kleinen Ethanolanlagen entgegenstellt. Neben Verbesserungen/Neuerungen im Bereich der eingesetzten Einzelapparate und Prozesse ist hier vor allem auch auf die verwendeten Konstruktionsmaterialien zu achten, die bei kleinen Anlagen auf die Produktion von medizinischem Alkohol und Trinkalkohol ausgelegt sind. Die Verwendung als Treibstoff rechtfertigt hingegen auch die Verwendung weniger hochwertiger Werkstoffe. Auf diesem Weg ist es vielleicht möglich die Anlagengröße auf kleiner 15.000 t/a Ethanol zu senken und damit die regionale Integration weiter zu erleichtern.

Die angeführten weiteren Arbeiten führen dabei auch zu einer Verbesserung bei der Erfüllung der 7 Leitprinzipien zur nachhaltigen Technologieentwicklung. Während einige der Leitprinzipien durch das Projektziel bzw. Projektergebnis bereits erfüllt sind, ergibt sich hinsichtlich anderer ein Widerspruch in der Erfüllbarkeit.

So kann das Leitprinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen zur energetischen und stofflichen Versorgung durch den Einsatz von biogenen Rohstoffen zur Produktion von alternativen Treibstoffen und der Deckung des Energiebedarfs des Umwandlungsprozess durch anfallende Reststoffe der Umwandlung als erfüllt angesehen werden. Durch die Substitution von Ottokraftstoffen durch das produzierte Bioethanol kann ein wichtiger Beitrag zur Reduktion der treibhausrelevanten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Verkehr geleistet werden.

Dem Leitprinzip der Rezyklierungsfähigkeit wird durch die kaskadierte Nutzung der eingesetzten Energie Genüge getan. Darüber hinaus werden Reststoffe aus dem Prozeß zur Bereitstellung von Wärmeenergie eingesetzt.

Dem Punkt Fehlertoleranz- und Risikovorsorge kommt infolge des fast ausschließlichen Einsatzes von biogenen Roh- und Hilfsstoffen und der ausgereiften Technologie nur geringe Bedeutung zu.

Während die oben angeführten Leitprinzipien als erfüllt betrachtet werden können, ergibt sich für die Verwirklichung der verbleibenden vier ein gewisser Widerspruch, was die Vereinbarkeit betrifft.

Das Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung, das in einer nachhaltig zukunftsverträglichen Wirtschaft die Bereitstellung von Energie, Gütern und Produkten nicht primär von reinen Versorgungsüberlegungen (was kann wo angeboten und verkauft werden) geprägt ansieht, sondern sich auf die mit Energie, Gütern und Produkten zu erfüllenden Funktionen bzw. Dienst- oder Serviceleistungen konzentriert, ist mit kleinen, regional integrierbaren Ethanolanlagen zu verwirklichen. Gleiches gilt für die Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität, wo durch kleine Anlagen der Erhaltung der Umwelt sowie der Erhaltung und Erhöhung der Lebensqualität in der Region weitaus besser nachgekommen werden kann. Auch die Flexibilität und Integrierbarkeit kleinerer Anlagen in die regionalen Rahmenbedingungen ist wesentlich größer.

Demgegenüber steht allerdings das Effizienzprinzip, da derzeit in großen Anlagen eine weitaus energie- und kosteneffizientere Produktion von Ethanol möglich ist.

## 9 Literaturverzeichnis

- Aden, A., Ruth, M., Ibsen, K., Jechura, J., Neeves, K., Sheehan, J., Wallace, B., Montague, L., Slayton, A. and Lukas, J., **2002**, Technical Report NREL/TP-510-32438, NREL, Colorado.
- Agrarmarkt Austria, Marktberichte Getreide und Ölsaaten, aktualisiert unter [www.ama.at](http://www.ama.at).
- Agriculture Economy Institut, Bucarest, [www.icpa.ro/fao\\_glwi/totb423.htm](http://www.icpa.ro/fao_glwi/totb423.htm) am 18.02.05.
- Amt der Niederösterreichischen Landesregierung: Der Grüne Bericht, Abteilung Landwirtschaftsförderung – LF 3, St Pölten **2003**.
- Amt der Niederösterreichischen Landesregierung: Der Grüne Bericht, Abteilung Landwirtschaftsförderung – LF 3, St Pölten **2004**.
- AspenTech, Aspen Physical Property System-Physical Property Methods and Models, 11.1, **2001**.
- AspenTech, AspenPlus Version 11.1, **2001**.
- Banki, M., Basiswissen Umwelttechnik, 4.Aufl., Vogel Buchverlag, Würzburg, **2000**.
- Bayerische Landesanstalt für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur **1989**: Nährstoffentzugs- und -Bedarfwerte für betriebswirtschaftliche Kalkulationen von Ackerfrüchten, Grünland, Feldgemüse und Dauerkulturen. München. 20 Seiten., S. 4.
- Beckmann, G., Chem.-Ing.-Techn., 62(2) (**1990**) 109-111.
- Beckmann, G.: Vorrichtung und Verfahren zur Energieerzeugung. Österreichisches Patent Nr. 410.695, Europäisches Patent Nr. 0 794 320 A1.
- Bezirksbauernkammer Bruck/Leitha, telefonische Anfrage Okt. **2004**.
- Buchholz, K., Arntz, H.J., Pellegrini, A., Stoppok, E., Zuckerindustrie, 111(9) (**1986**) 837-845.
- Buchholz, K., Stoppok, E., Emmerich, R., Bartz, U., Zuckerindustrie, 112(7) (**1987**) 605-611.
- Bundeskanzleramt, [www.bka.ris.at](http://www.bka.ris.at).
- Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Grüner Bericht 2004 – Bericht über die Situation der österreichischen land- und Forstwirtschaft, Wien, **2004**.
- Busche, R.M., in Scott, Ch.D. (Ed.), **1984**, Biotechnology and Bioengineering Symposium No. 13, John Wiley & Sons, New York.
- Buswell, A.M. and Mueller, H.F., **1952**, Ind. Eng. Chem., 44, 550.
- Butzke, R., Mauch, W., Zuckerindustrie, 110(3) **1985**, 209-216.
- BlattForm® Das Fachinformationssystem für Landschaftsplaner, Freiraumplanung, Natur- und Umweltschutz <http://www.blattform.de/planungshilfen/index.html>) am 26.07.04.
- Deutscher Bauernverband, Geschäftsstelle Berlin, Reform der EU-Zuckermarktordnung vom 21.10.04.
- Die Landwirtschaft 1998: Lehrbuch für Landwirtschaftsschulen. Band 1. Pflanzliche Erzeugung. 11. Auflage. München: BLV Verlagsgesellschaft.
- Dissemond, Eilmsteiner, Nowak, Sedlar & Rauchenberger, Biogasnutzung in der Landwirtschaft, Umweltbundesamt, UBA-93-088, Wien **1993**.
- DLG – Futterwerttabellen 1997: Wiederkäuer, 7. Auflage, Frankfurt, DLG-Verlag.
- DLG – Futterwerttabellen 1991: Schweine, 6. Auflage, Frankfurt, DLG-Verlag.

DLG (Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft) **1987**: Pflichtenheft für die Datenverarbeitung in der Pflanzenproduktion. Expertenwissen für Landwirte, Berater und Programmierer. Frankfurt a. M. 307 Seiten., Übers. 74, S. 177.

Elvers B. (Ed.), Hawkings St. (Ed.), Russey W. (Ed.), Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Volume A25, 5<sup>th</sup> Compl.Rev.Ed., VCH, Weinheim, **1994**.

Energiepark Bruck/Leitha, „Informationsblatt zur Exkursion nach Norrköping/Schweden“, **2004**.

Energieverwertungsagentur **2004**: Biogas-Potential für die Region Auland Carnuntum, Studie im Auftrag des Energieparks Bruck/L.

European Standard EN228 – Automotive Fuels-Unleaded Petrol-Requirements and Test Methods, 2004.

EUROSTAT, Europäisches Statistisches Zentralamt, Datenabfragen über die AGRIS-Datenbank, <http://epp.eurostat.cec.eu.int/>, **2004**.

Ficarella A., Laforgia D., Energy Convers. Manage., 40 (**1999**) 1495-1514.

Finck, A. **1989**: Dünger und Düngung. Grundlagen und Anleitung zur Düngung der Kulturpflanzen. Weinheim: VCH Verlagsgesellschaft mbH. 442 Seiten., Übers. 7-1, S. 289.

Flottweg Separation Technology, Herstellung von Bioethanol mit Flottweg DDGS Decanter, [www.flottweg.com](http://www.flottweg.com), **2005**.

Francis F.J. (Ed.), Encyclopedia of Food Science and Technology, Volume 1, 2nd Ed., Wiley, **2000**.

Gangl C., Ethanolherzeugung aus stärkehaltigen Rohstoffen für Treibstoffzwecke, Institut für Agrar- und Forstökonomie, Diplomarbeit an der Bodenkultur Wien **2004**.

Gerhardt, W., Yamamoto, Y.S., Kaudy, L., Rounsaville, J.F. and Schulz, G. (Editors), Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Volume A9, 5th Ed., VCH, Weinheim, **1987**.

Gerhardt, W. (Ed.) Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Vol. B2, 5th Ed., VCH, Weinheim, **1988**.

Grayson, M. (Ed.) and Eckroth, D. (Ed.), **1984**, Encyclopedia of Chemical Technology, Supplement Volume, 3rd Ed., John Wiley & Sons, New York.

Hutnan, M., Dřtil, M., Mrafkova, L., Biodegradation, 11 (**2000**) 203-211.

Hydro Agri Dülmen GmbH (Hrsg.) **1993**: Faustzahlen für Landwirtschaft und Gartenbau. 12. Auflage. Verlagsunion Agrar. Münster-Hiltrup: Landwirtschaftsverlag GmbH. 618 Seiten., S. 256.

Jungmeier et. al., **2003**: Treibhausgasemissionen und Kosten von Transportsystemen – Vergleich von biogenen mit fossilen Treibstoffen, Joanneum Research, Institut für Energieforschung, Graz.

Kaltschmitt M., **1997**, Nachwachsende Energieträger, Vieweg, Braunschweig.

Katzen, R., Ackley, W.R., Moon, G.D., Messick, J.R., Brush, B.F., Kaupisch, K.F., Preprints of Papers - American Chemical Society Division of Fuel Chemistry, 25 (**1980**) 309-318.

Kroschwitz, I. (Ed.), Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, Vol. 8, 4<sup>th</sup> Ed., John Wiley & Sons, New York, **1993**.

Kurzweil, Lichtblau & Pölz, Einsatz von Biokraftstoffen und deren Einfluss auf die Treibhaus-Emissionen in Österreich, Umweltbundesamt, BE-144, September **2003**.

Kynologen Deutschlands (<http://www.kynologen.de/weender.html>) am 26.07.04.

Labat, M., Garcia, J.L., Meyer, F., Deschamps, F., Biotechnology Letters, 6(6) (**1984**) 379-384.

Landwirtschaftskammer Niederösterreich, telefonische Anfragen **2004**.

Leitgeb, R., Einsatz industrieller Nebenprodukte in der Rinderfütterung, 28. Viehwirtschaftliche Fachtagung, 2-3. Mai. 2001, 47-52, Bundesanstalt für alpenländische Landwirtschaft Gumpenstein, A-8952 Irdning.

Llano-Restrepo, M., Aguilar-Arias, J., Comp.Chem.Eng., 27 (**2003**) 527-549.

Linnhoff, B. and Flower, J.R., **1978**, AIChE Journal 24, 633-654 – Heat Integration.

Lurgi engineering, Präsentation Lurgi's Bioethanol und Biogas Technology, Konzeptpräsentation in Bruck/L. **2003**.

Lurgi Life Science GmbH, "From Crops To Fuels", www.lurgi-lifescience.com, 2005.

Meisl Josef, LFS – Tulln, Energetische Nutzung des Getreides, Entwurf, Tulln ([www.ifs-tulln.ac.at](http://www.ifs-tulln.ac.at)) am 29.06.04.

Niederösterreichische Landeslandwirtschaftskammer: Düngung in ÖPUL 2000, St. Pölten 2001.NESSIE – Eu-Projekt NNE5-2001-00517, 2001.

Net-Lexikon® von akademie.de – (<http://net-lexikon.de/Weizen.html>) am 26.07.04.

Nolte B., Bioethanolerzeugung am Standort Zeitz, Vortrag am 27.09.04 in Bernburg, Südzucker AG, Ochsenfurt.

Österreichisches Ökologieinstitut, GEMIS-Österreich - Gesamt Emissions Modell für Integrierte Systeme, Softwareprogramm Wien **2002**.

Österreichischen Programm zur Förderung einer umweltgerechten, extensiven und den natürlichen Lebensraum schützenden Landwirtschaft (ÖPUL-2000).

Perry, R.H. (Ed.), Perry's Chemical Engineers' Handbook, 6th Ed., McGraw-Hill, NewYork, **1984**.

Pfaller A., Konsequenzen der Umstellung von Marktfruchtbetrieben auf Biolandbau für Produkt- und Faktormärkte – Diplomarbeit an der Bodenkultur Wien, Department für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, Institut für Agrar- und Forstökonomie, Wien, **2004**.

Pfeffer, M. and Friedl, A., **2004**, Proceedings of the 2nd Biomass World Conference, Rome (Italy). – Biogas Paper.

Pinto, R.T.P., Wolf-Maciel, M.R., Lintomen, L., Comp.Chem.Eng., 24 (**2000**) 1689-1694.

Pober Matthias, Erhebungen Energieverbräuche in Bruck an der Leitha, Energiepark Bruck an der Leitha, **1995**.

Prechtl M., Hanneschläger M., 100% Erneuerbare Energie für Auland Carnuntum – Energiebedarf und Energieproduktion in der Region, Energiepark Bruck/L. **2004**.

Prechtl M., Hanneschläger M., Prefeasibility Bioethanol in Bruck an der Leitha, Energiepark Bruck/Leitha **2004**.

Reimelt, St., Winkler, F., Mögel, K., Kirchhof, M., Zuckerindustrie, 127(10) (**2002**) 770-781.

Reisinger K., et.al., BIOBIB – a Database for Biofuels, THERMIE- Conference: Renewable Energy Database, Harwell (United Kingdom), **1996**.

Riepen et. al, Regenerative Energien in Mittel- und Osteuropa – Stand und Perspektiven, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheit- und Energietechnik, Oberhausen, **2003**.

Roehr M., The Biotechnology of Ethanol - Classical and Future Applications Wiley-VCH, **2001**.

Roehr, M. (Ed.), **2001**, The Biotechnology of Ethanol – Classical and Future Applications, Wiley-VCH, Weinheim.

Rübenbauern, <http://www.voer.at/uebersicht/umwelleistung/>, Oktober **2004**.

Salchegger, S., Biokraftstoffe im Verkehrssektor in Österreich 2004, Umweltbundesamt, Bericht BE-251, Wien **2004**.

Schausberger, P., Doktorarbeit, TU-Wien, **2004**.

Schmitz Norbert, Bioethanol in Deutschland, Meo Consulting Team, **2003**.

Schmitz N., meo consulting Team, Perspektiven der Bioethanolproduktion in Deutschland und der EU, Fraunhofer Institut Umwelt-, Sicherheit- und Energietechnik, Oberhausen 16. Juli 2003, Vortrag.

Senn T., Die Produktion von Bioethanol als Treibstoff unter dem Aspekt der Energie-, Kosten- und Ökobilanz, FVS Fachtagung **2003**, Universität Hohenheim, Institut für Lebensmitteltechnologie.

Sinnott, R.K. (ed.), Coulson & Richardson's Chemical Engineering, Vol.6-Chemical Engineering Design, 2nd ed reprinted., Butterworth-Heinemann, Oxford, **1997**.

Siklos, J., Timar, L., Orszag, I., Ratkovics, F., Hung.J.Ind.Chem., 10 (**1982**) 309-316.

Starprot Mais und Weizen, neue Eiweißfuttermittel heimischer Herkunft – Artikel für „Die Landwirtschaft“ – Ausgabe Oktober `03, Niederösterreichische Landes-Landwirtschaftslammer, **2003**.

Stoppok, E., Buchholz, K., Biotechnology Letters 7(2) (**1985**) 119-124.

Tressler, C.J., Zimmermann, W.I., Willits, C.O., J.Phys.Chem., 45 (**1941**) 1242-1245.

Umweltbundesamt 2001 – Umweltkontrollbericht des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft – an den Nationalrat.

Umweltbundesamt 1993 – Biogasnutzung aus der Landwirtschaft, Band 088, UBA-93-088 Reports, Wien.

Vogelbusch GmbH, Technisch-ökonomische Information für eine Bioethanolanlage, erstellt für den Energiepark B/L., 16.05.2003.

Vogelbusch GesmbH, 1995 – Unterlagen zu Simulationsübungen.

Vogelbusch GesmbH, Informationen für eine Bioethanolanlage in Bruck/L.

Weber M., Bioethanol-Herstellung in Deutschland und Brasilien, Master-Thesis, Leipzig **2004**.

Wilhelm, E., Battino, R., Wilcock, R.J., Chem. Rev., 77(2) (**1977**) 219-262.

Zethner, Pfundtner & Humer, Qualitäten von Abfällen aus Biogasanlagen, Monographien Band 160, Umweltbundesamt, Wien 2002.

## 10 Anhang

### 10.1 Ergänzende Informationen zum Düngemanagement

Kultur	N	P <sub>2</sub> O <sub>2</sub>	K <sub>2</sub> O	TS-Gehalt
	[kg/t]	[kg/t]	[kg/t]	[%]
Weizenschlempe	4,30	1,72	1,14	8
Biogasgülle (Weizenschlempe)	2,15	0,86	0,57	4
Maisschlempe	3,20	1,40	0,80	6
Biogasgülle (Maisschlempe)	2,13	0,93	0,53	4
Zuckervinasse	3,00	0,20	8,00	68
Biogasgülle (Zuckervinasse)	0,21	0,03	0,47	4

**Tabelle 55** Umsetzung von Schlempe zu Biogasgülle

	CO <sub>2</sub> -Äquivalent (kg CO <sub>2</sub> -Aq./kg)
Stickstoff	5,54
Kalzium	0,083
Phosphor	4,03

**Tabelle 56** Treibhausgas-Emissionsfaktoren bei der Herstellung von Düngemittel (GEMIS Österreich, 2002; vereinfacht)

Weizen	28%
Mais	26%
Zuckerrübe	18%

**Tabelle 57** Ertragsminderung geringe Intensitäten der Düngung (Pfaller, 2004)

## 10.2 Ergänzende Informationen zu DDGS als Futtermittel

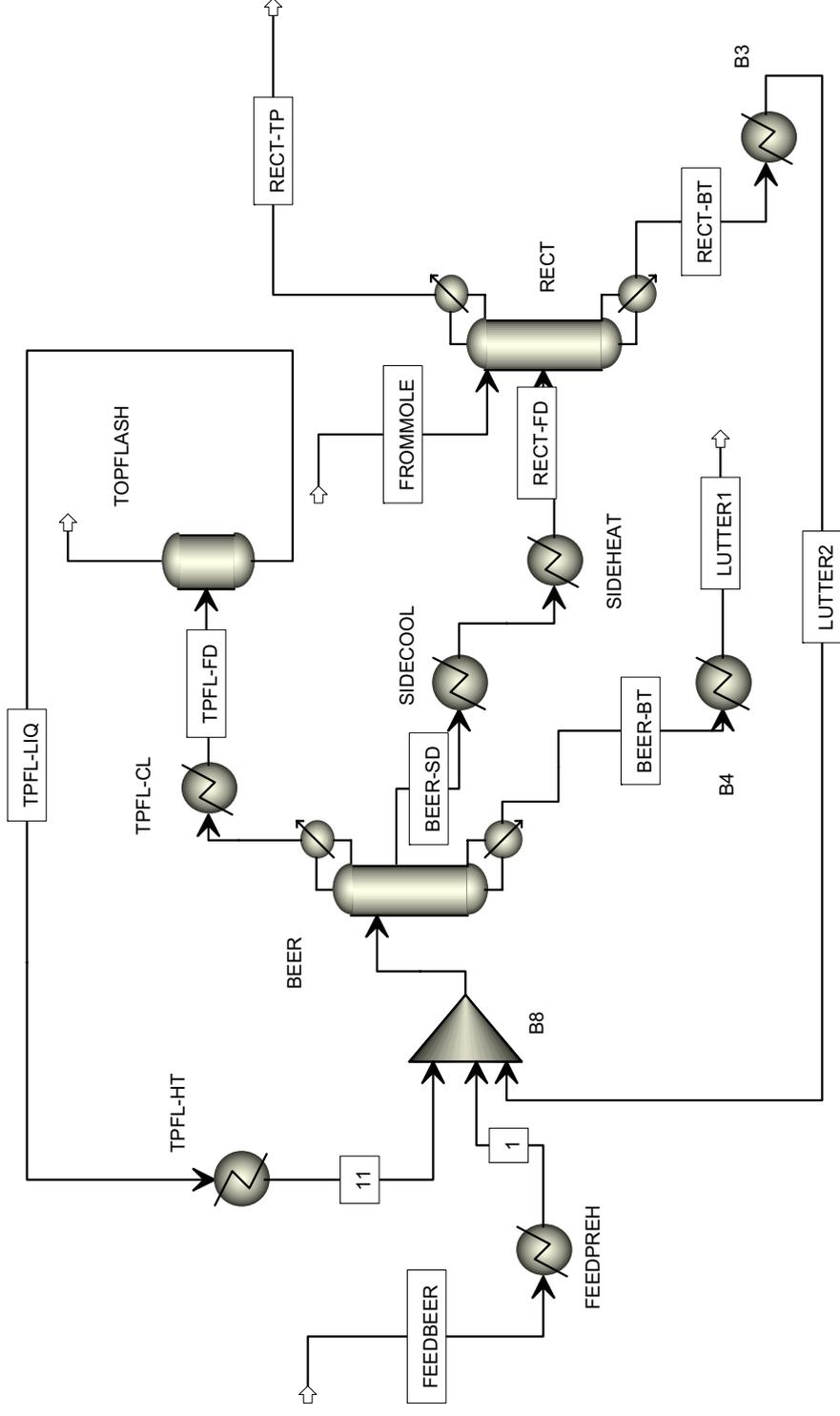
Bei der Substitution von anderen Futtermitteln, wird der Ersatz von Sojaimporten aus den USA angenommen. Für die Herstellung von Soja kann ein Äquivalenzprozess von:

- 86 g CO<sub>2</sub>/kg
- 0,2 g CH<sub>4</sub>/kg
- 0,97 g N<sub>2</sub>O/kg

angenommen werden. Daraus ergibt sich ein Gesamtwert von 0,39 kg CO<sub>2</sub>-Äq./kg Soja (GEMIS-Österreich, 2002).

Die getrocknete Nebenprodukte der Ethanolproduktion ersetzen in Abhängigkeit ihrer Proteingehalte Soja. Dabei kann 1 kg DDGS aus Weizen oder Mais etwa 0,8 kg Soja ersetzen (Jungmeier et al., 2003).

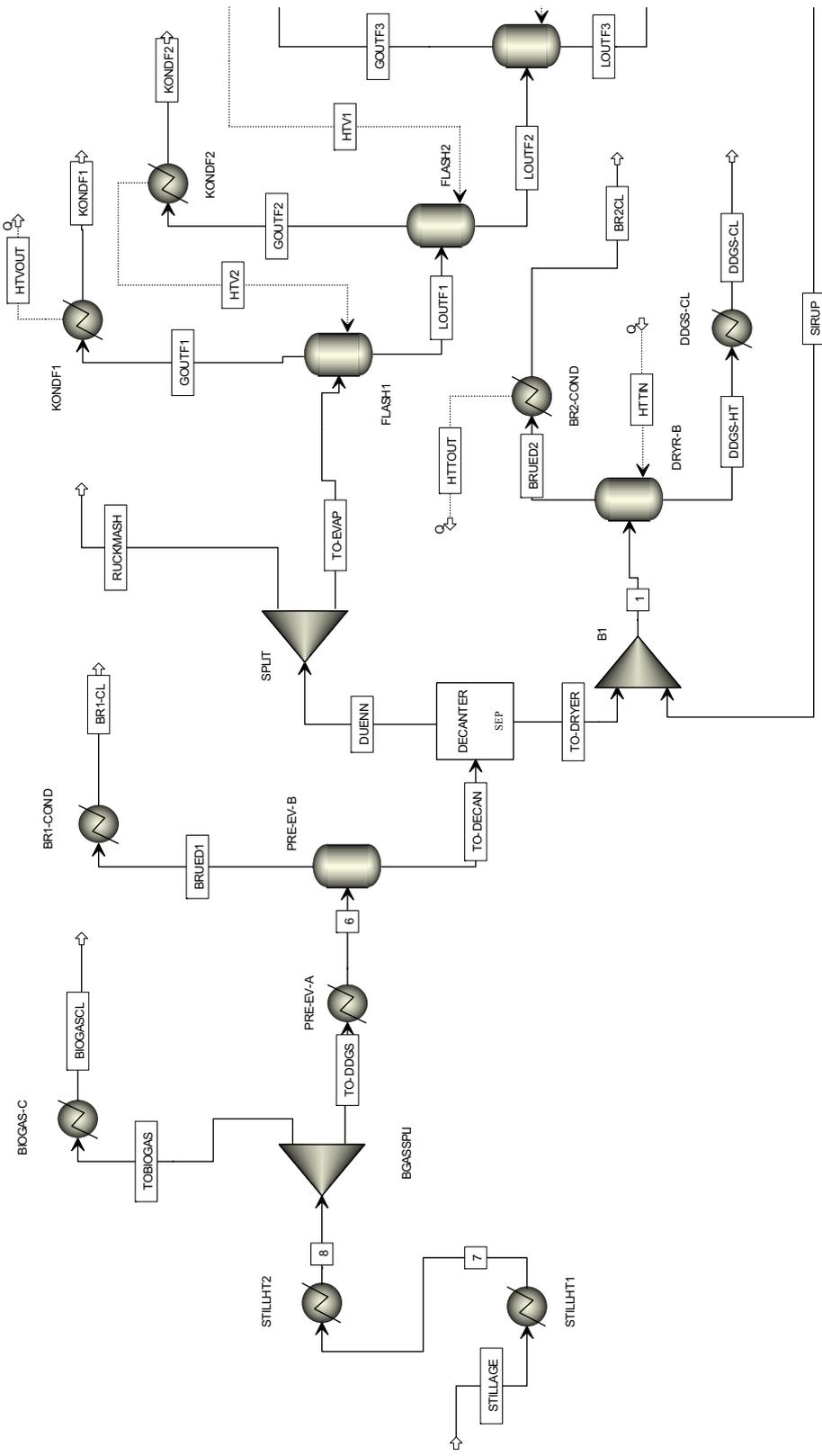
### 10.3 Ergänzende Informationen zur ASPENplus Simulation des Rektifikationsteils



**Abbildung 32** Flowsheet des ASPENplus-Modells für den Rektifikationsteil einer Bioethanolanlage

Strombezeichnung	1	5	11	BEER-BT	BEER-FD	BEER-SD	BEER-TP	FEEDBEER	FROMMMOLE	LUTTER1	LUTTER2	RECT-BT	RECT-FD	RECT-TP	TPFL-FD	TPFL-GAS	TPFL-LIQ
Temperature	[°C]	92,9	90	105,2	101,5	92,9	74,1	35	70	35	35	127,7	133,3	113,3	35	35	35
Pressure	[bar]	2	1	1,2	0,001	1,045	1	1	4	1	1	4	4	3,5	1	1	1
Vapor Frac	[-]	0,001	1	0	0,001	0	1	0	0	0	0	0	0,951	1	0,118	1	0
Total Mole Flow	[kmol/h]	4211	23	4067	4909	817	26	4211	77	4067	674	674	817	220	26	3	23
Total Mass Flow	[kg/h]	89000	769	81969	103869	21000	900	89000	2470	81969	14120	14120	21000	9350	900	131	769
CO2	[kg/kg]	0,001	0,004	0	0,001	0	0,132	0,001	0	0	0	0	0	0	0,132	0,886	0,004
H2O	[kg/kg]	0,807	0,509	0,879	0,798	0,509	0,198	0,807	0,28	0,879	0,771	0,771	0,509	0,053	0,198	0,016	0,229
ETHANOL	[kg/kg]	0,08	0,489	0,002	0,105	0,489	0,669	0,08	0,72	0,002	0,227	0,227	0,489	0,947	0,689	0,098	0,766
SUCCI-01	[kg/kg]	0,002	0	0,002	0,002	0	0	0,002	0	0,002	0	0	0	0	0	0	0
LACTI-01	[kg/kg]	0,001	0	0,001	0,001	0	0	0,001	0	0,001	0	0	0	0	0	0	0
MALIC-01	[kg/kg]	0,001	0	0,001	0,001	0	0	0,001	0	0,001	0	0	0	0	0	0	0
CITRI-01	[kg/kg]	0	0	0,001	0,001	0	0	0,001	0	0,001	0	0	0	0	0	0	0
ACETI-01	[kg/kg]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ISOBU-01	[kg/kg]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GLYCE-01	[kg/kg]	0,008	0	0,009	0,007	0	0	0,008	0	0,009	0	0	0	0	0	0	0
DEXTR-01	[kg/kg]	0,05	0	0,054	0,043	0	0	0,05	0	0,054	0	0	0	0	0	0	0
CASO4	[kg/kg]	0,05	0	0,054	0,043	0	0	0,05	0	0,054	0	0	0	0	0	0	0
1-PRO-01	[kg/kg]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ISOBU-02	[kg/kg]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-MET-01	[kg/kg]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-MET-01	[kg/kg]	0	0,001	0	0,001	0,001	0	0	0	0	0,001	0,001	0,001	0	0	0	0
N-BUT-01	[kg/kg]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Tabelle 58** Detailergebnis Stoffströme für das ASPENplus-Modell einer Ethanolanlage mit einer Kapazität von 60.000 t/a (Rohstoff Weizen)



**Abbildung 33** Flowsheet des ASPENplus-Modells für die DDGS-Trocknung

Strombezeichnung	1	6	7	8	BIOGASCL	BR1-CL	BR2CL	BRUED1	BRUED2	DDGS-CL
Temperature	95	95	35	35	-	-	99,6	-	113,1	35
Pressure	1	1	1	1	-	-	1	-	1	1
Vapor Frac	0	0	0	0	-	-	0	-	1	0
Total Mole Flow	1274,187	4068,937	4068,937	4068,937	-	-	1172,252	-	1172,252	101,935
Total Mass Flow	29838,162	82000	82000	82000	-	-	21118,454	-	21118,454	8719,709
H2O	0,739	0,88	0,88	0,88	-	-	1	-	1	0,107
DEXTR-01	0,131	0,06	0,06	0,06	-	-	0	-	0	0,447
CASO4	0,131	0,06	0,06	0,06	-	-	0	-	0	0,447

Strombezeichnung	DDGS-HT	DUENN	GOUTF1	GOUTF2	GOUTF3	KONDF1	KONDF2	KONDF3	LOUTF1	LOUTF2
Temperature	113,1	95	99,9	111,8	121,2	99,6	111,4	120,3	99,9	111,8
Pressure	1	1	1	1,5	2	1	1,5	2	1	1,5
Vapor Frac	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0
Total Mole Flow	101,935	3077,206	381,834	414,229	460,084	381,834	414,229	460,084	1156,769	742,54
Total Mass Flow	8719,709	59064	6878,852	7462,445	8288,541	6878,852	7462,445	8288,541	22653,148	15190,703
H2O	0,107	0,931	1	1	1	1	1	1	0,909	0,865
DEXTR-01	0,447	0,035	0	0	0	0	0	0	0,045	0,068
CASO4	0,447	0,035	0	0	0	0	0	0	0,045	0,068

Strombezeichnung	LOUTF3	RUCKMASH	SIRUP	STILLAGE	TO-DDGS	TO-DECAN	TO-DRYER	TO-EVAP	TOBIOGAS
Temperature	121,2	95	95	35	35	95	95	95	-
Pressure	2	1	1	1	1	1	1	1	-
Vapor Frac	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Total Mole Flow	282,456	1538,603	282,456	4068,937	4068,937	4068,937	991,731	1538,603	-
Total Mass Flow	6902,162	29532	6902,162	82000	82000	82000	22936	29532	-
H2O	0,703	0,931	0,703	0,88	0,88	0,88	0,75	0,931	-
DEXTR-01	0,149	0,035	0,149	0,06	0,06	0,06	0,125	0,035	-
CASO4	0,149	0,035	0,149	0,06	0,06	0,06	0,125	0,035	-

**Tabelle 59** Detailergebnis Stoffströme für das ASPENplus-Modell einer DDGS-Trocknung hier einer Bioethanolanlage mit einer Kapazität von 60.000 t/a (Rohstoff Weizen)

## 10.4 Zusammenfassung der Simulationsergebnisse in IPSEpro

DDGS	[% oder t/a]	0	0	100	30000	30000
Biogas	[%]	100	100	0	0	0
Rückführung Dünnschlempe	[%]	50	50	50	50	50
Biogasnutzung		Gasmotor	Kessel	keine	Gasmotor	Kessel
<b>15000 t/a Ethanol</b>						
Output EtOH	[t/a]	15000	15000	15000		
Output DDGS (90% TS)	[t/a]	0	0	18290		
Feed Getreide	[t/a]	53250	53250	53250		
Rohstoffmenge Biogas (100% TS)	[t/a]	13250	13250	0		
Biogasmenge	[Bm <sup>3</sup> /h]	703	703	0		
Dampfbedarf (bei 3 bar, 135°C)	[MWh/a]	35380	16363	90178		
Wärme nutzbar (100-105°C)	[MWh/a]	-20290	-13440	-35280		
elektr. Energie aus Biogas	[MWh/a]	11279	0	0		
<b>60000 t/a Ethanol</b>						
Output EtOH	[t/a]	60000	60000	60000	60000	60000
Output DDGS (90% TS)	[t/a]	0	0	73250	30000	30000
Feed Getreide	[t/a]	213000	213000	213000	213000	213000
Rohstoffmenge Biogas (100% TS)	[t/a]	52990	52990	0	35690	35690
Biogasmenge	[Bm <sup>3</sup> /h]	2770	2770	0	1873	1873
Dampfbedarf (bei 3 bar, 135°C)	[MWh/a]	84055	9181	318402	186340	135727
Wärme nutzbar (100-105°C)	[MWh/a]	-73611	-46620	-110000	-72850	-54600
elektr. Energie aus Biogas	[MWh/a]	44442	0	0	30050	0
<b>100000 t/a Ethanol</b>						
Output EtOH	[t/a]	100000	100000	100000	100000	100000
Output DDGS (90% TS)	[t/a]	0	0	121900	30000	30000
Feed Getreide	[t/a]	355000	355000	355000	355000	355000
Rohstoffmenge Biogas (100% TS)	[t/a]	88200	88200	0	70982	70982
Biogasmenge	[Bm <sup>3</sup> /h]	4595	4595	0	3703	3703
Dampfbedarf (bei 3 bar, 135°C)	[MWh/a]	116938	0	494894	215652	115567
Wärme nutzbar (100-105°C)	[MWh/a]	-113654	-68880	-178920	-96982	-60900
elektr. Energie aus Biogas	[MWh/a]	73722	3461	0	59100	0
<b>200000 t/a Ethanol</b>						
Output EtOH	[t/a]	200000	200000	200000		
Output DDGS (90% TS)	[t/a]	0	0	248400		
Feed Getreide	[t/a]	710000	710000	710000		
Rohstoffmenge Biogas (100% TS)	[t/a]	176400	176400	0		
Biogasmenge	[Bm <sup>3</sup> /h]	9161	9161	0		
Dampfbedarf (bei 3 bar, 135°C)	[MWh/a]	208798	0	949334		
Wärme nutzbar (100-105°C)	[MWh/a]	-215265	-126000	-347260		
elektr. Energie aus Biogas	[MWh/a]	146210	31256	0		

**Tabelle 60**

*Zusammenfassung der Simulationsergebnisse für Weizen (Dampfbedarf = „Feasible“ Dampfbedarf Anlage – Dampf aus Biogasnutzung)*

<b>DDGS</b>	<b>[% oder t/a]</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>30000</b>	<b>30000</b>
<b>Biogas</b>	<b>[%]</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Rückführung Dünnschlempe</b>	<b>[%]</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>
<b>Biogasnutzung</b>		<b>Gasmotor</b>	<b>Kessel</b>	<b>keine</b>	<b>Gasmotor</b>	<b>Kessel</b>
<b>15000 t/a Ethanol</b>						
Output EtOH	[t/a]	15000	15000	15000		
Output DDGS (90% TS)	[t/a]	0	0	19630		
Feed Getreide	[t/a]	49500	49500	49500		
Rohstoffmenge Biogas (100% TS)	[t/a]	16053	16053	0		
Biogasmenge	[Bm³/h]	918	918	0		
Dampfbedarf (bei 3 bar, 135°C)	[MWh/a]	33021	8207	102102		
Wärme nutzbar (100-105°C)	[MWh/a]	-25745	-16800	-48552		
elektr. Energie aus Biogas	[MWh/a]	14728	0	0		
<b>60000 t/a Ethanol</b>						
Output EtOH	[t/a]	60000	60000	60000	60000	60000
Output DDGS (90% TS)	[t/a]	0	0	78619	30000	30000
Feed Getreide	[t/a]	198000	198000	198000	198000	198000
Rohstoffmenge Biogas (100% TS)	[t/a]	64295	64295	0	35495	35495
Biogasmenge	[Bm³/h]	3464	3464	0	1949	1949
Dampfbedarf (bei 3 bar, 135°C)	[MWh/a]	78375	-4	331632	175086	122405
Wärme nutzbar (100-105°C)	[MWh/a]	-84153	-50400	-140700	-87451	-68460
elektr. Energie aus Biogas	[MWh/a]	55576	12390	0	31270	0
<b>100000 t/a Ethanol</b>						
Output EtOH	[t/a]	100000	100000	100000	100000	100000
Output DDGS (90% TS)	[t/a]	0	0	130856	30000	30000
Feed Getreide	[t/a]	355000	355000	355000	355000	355000
Rohstoffmenge Biogas (100% TS)	[t/a]	107016	107016	0	78217	78217
Biogasmenge	[Bm³/h]	5708	5708	0	4196	4196
Dampfbedarf (bei 3 bar, 135°C)	[MWh/a]	107555	-4	495032	200921	87511
Wärme nutzbar (100-105°C)	[MWh/a]	-131219	-75600	-225540	-117746	-76860
elektr. Energie aus Biogas	[MWh/a]	91579	30240	0	67320	0
<b>200000 t/a Ethanol</b>						
Output EtOH	[t/a]	200000	200000	200000		
Output DDGS (90% TS)	[t/a]	0	0	261712		
Feed Getreide	[t/a]	660000	660000	660000		
Rohstoffmenge Biogas (100% TS)	[t/a]	214032	214032	0		
Biogasmenge	[Bm³/h]	11323	11323	0		
Dampfbedarf (bei 3 bar, 135°C)	[MWh/a]	191444	0	990572		
Wärme nutzbar (100-105°C)	[MWh/a]	-253131	-142800	-439320		
elektr. Energie aus Biogas	[MWh/a]	181666	61236	0		

**Tabelle 61** Zusammenfassung der Simulationsergebnisse für Mais (Dampfbedarf = „Feasible“ Dampfbedarf Anlage – Dampf aus Biogasnutzung)

<b>DDGS</b>	<b>[% oder t/a]</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Biogas aus Rübenschnitzel</b>	<b>[%]</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<b>Rückführung Dünnschlempe</b>	<b>[%]</b>	<b>50</b>	<b>50</b>
<b>Biogasnutzung</b>		<b>Gasmotor</b>	<b>Kessel</b>
<b>15000 t/a Ethanol</b>			
Output EtOH	[t/a]	15000	15000
Output DDGS (90% TS)	[t/a]	0	0
Feed Rübe (16% Zucker, 76% Wasser)	[t/a]	188002	188002
Rohstoffmenge Biogas (100% TS)	[t/a]	14194	14194
Biogasmenge	[Bm <sup>3</sup> /h]	752	752
Dampfbedarf (bei 3 bar, 135°C)	[MWh/a]	35440	15116
Wärme nutzbar (100-105°C)	[MWh/a]	-13327	-6000
elektr. Energie aus Biogas	[MWh/a]	12064	0
<b>60000 t/a Ethanol</b>			
Output EtOH	[t/a]	60000	60000
Output DDGS (90% TS)	[t/a]	0	0
Feed Rübe (16% Zucker, 76% Wasser)	[t/a]	752217	752217
Rohstoffmenge Biogas (100% TS)	[t/a]	56792	56792
Biogasmenge	[Bm <sup>3</sup> /h]	3009	3009
Dampfbedarf (bei 3 bar, 135°C)	[MWh/a]	85754	4443
Wärme nutzbar (100-105°C)	[MWh/a]	-40316	-11000
elektr. Energie aus Biogas	[MWh/a]	48270	0
<b>100000 t/a Ethanol</b>			
Output EtOH	[t/a]	100000	100000
Output DDGS (90% TS)	[t/a]	0	0
Feed Rübe (16% Zucker, 76% Wasser)	[t/a]	1253766	1253766
Rohstoffmenge Biogas (100% TS)	[t/a]	94659	94659
Biogasmenge	[Bm <sup>3</sup> /h]	5015	5015
Dampfbedarf (bei 3 bar, 135°C)	[MWh/a]	115219	-1
Wärme nutzbar (100-105°C)	[MWh/a]	-61863	-13000
elektr. Energie aus Biogas	[MWh/a]	80455	16187
<b>200000 t/a Ethanol</b>			
Output EtOH	[t/a]	200000	200000
Output DDGS (90% TS)	[t/a]	0	0
Feed Rübe (16% Zucker, 76% Wasser)	[t/a]	2507637	2507637
Rohstoffmenge Biogas (100% TS)	[t/a]	189327	189327
Biogasmenge	[Bm <sup>3</sup> /h]	10030	10030
Dampfbedarf (bei 3 bar, 135°C)	[MWh/a]	204668	-4
Wärme nutzbar (100-105°C)	[MWh/a]	-112731	-15000
elektr. Energie aus Biogas	[MWh/a]	160918	58153

**Tabelle 62** Zusammenfassung der Simulationsergebnisse für Zuckerrübe (Dampfbedarf = „Feasible“ Dampfbedarf Anlage – Dampf aus Biogasnutzung)

## 10.5 Ergänzende Informationen zur Wärme- und Stromerzeugung durch Biogas- und Biomassenutzung

JENBACHER J 420 GS - A21			
<b>Motorleistung</b>	<b>N<sub>mech</sub> = 1451 kW<sub>mech</sub></b>		
Mittlerer Effektiv-Druck*)	p <sub>e</sub> = 19 bar		
Verdichtungsverhältnis	12,5		
Drehzahl	n = 1500 U/min		
Lambda	1,67		
Energiebilanz:	<i>Absolut (kW)</i>	<i>Relativ (%)</i>	
<b>Zugeführt (Biogas, B*Hu)</b>	<b>3375</b>	<b>100,0%</b>	
<b>Abgeführt:</b>			
<b>Mechanisch</b>	<b>1451</b>	<b>43,0%</b>	<i>Temperatur</i>
<b>Abgas total (bis 0 °C)</b>	<b>988</b>	<b>29,3%</b>	<b>448 °C</b>
Kühlwasser	398	11,8%	90 °C
Ölkühler	150	4,4%	75 °C
HT Gemischkühler	252	7,5%	100 °C
NT Gemischkühler	51	1,5%	60 °C
Oberfl. Wärme	52	1,5%	<i>Umgebungstemperatur</i>
Rest	34	1,0%	<i>Umgebungstemperatur</i>
Summe Abgeführt	3376	100,0%	
Abgasmenge feucht	7585 kg/h		
Abgasmenge feucht	5897 Nm <sup>3</sup> /h		
*) N <sub>mech</sub> = p <sub>e</sub> * (Hubvolumen/2) * (n/60)			

**Tabelle 63** Motorparameter und Daten zur Abwärmenutzung für das Modell Jenbacher J420GS-A21

Brennstoffwärmeleistung B*Hu (kW <sub>th</sub> )	Technologie	Abk.	5.000	10.000	20.000	40.000
			Spez. Kosten (€/kW <sub>th</sub> )			
	Biomassegefeuerter Dampfkessel (Prozessdampf)	bmg DK	390	300	244	198
	Biomassegefeuerte Dampf-Gegendruckturbinenanlage	bmg DGd	510	370	301	244
	Biomassegefeuerte Dampf-Kondensationsturbinenanlage	bmg DKt	620	450	366	297
	Biogasgefeuerter Dampfkessel (Prozessdampf)	DK	230	180	146	119
	Biogasgefeuerte Dampf-Gegendruckturbinenanlage	DGd	350	250	203	165
	Biogasgefeuerte Dampf-Kondensationsturbinenanlage	DKt	460	330	268	218
	Biogasmotor mit Abhitzedampfkessel (Prozessdampf)	GM&AHDK	190	183	180	180
	Biogasmotor mit Abhitzedampfkessel - Gegendruckturbine	GM&AHDGd	200	190	185	185
	Biogasmotor mit Abhitzedampfkessel - Kondensationsturbine	GM&AHDKt	230	210	200	200
	Biogasmotor ohne Abhitzenutzung	GM	170	170	170	170

**Tabelle 64** Spezifische Installationskosten der Umwandlungstechnologien

B*Hu (kWth)	5.000			10.000			20.000			40.000		
	Dampf	Strom	Da+St	Dampf	Strom	Da+St	Dampf	Strom	Da+St	Dampf	Strom	Da+St
Technologie	% von B*Hu											
bmg DK	85,0%	0,0%	85,0%	85,0%	0,0%	85,0%	85,0%	0,0%	85,0%	85,0%	0,0%	85,0%
bmg DGd	71,5%	11,5%	83,0%	70,5%	12,5%	83,0%	69,0%	14,0%	83,0%	67,0%	16,0%	83,0%
bmg DKt	0,0%	20,0%	20,0%	0,0%	21,0%	21,0%	0,0%	23,0%	23,0%	0,0%	25,0%	25,0%
DK	87,0%	0,0%	87,0%	87,0%	0,0%	87,0%	87,0%	0,0%	87,0%	87,0%	0,0%	87,0%
DGd	73,5%	11,5%	85,0%	72,5%	12,5%	85,0%	71,0%	14,0%	85,0%	69,0%	16,0%	85,0%
DKt	0,0%	20,0%	20,0%	0,0%	21,0%	21,0%	0,0%	23,0%	23,0%	0,0%	25,0%	25,0%
GM&AHDK	21,6%	42,0%	63,6%	21,6%	42,0%	63,6%	21,6%	42,0%	63,6%	21,6%	42,0%	63,6%
GM&AHDGd	17,8%	43,5%	61,3%	17,8%	43,5%	61,3%	17,8%	43,5%	61,3%	17,8%	43,5%	61,3%
GM&AHDKT	0,0%	45,2%	45,2%	0,0%	45,2%	45,2%	0,0%	45,2%	45,2%	0,0%	45,2%	45,2%
GM	0,0%	42,0%	42,0%	0,0%	42,0%	42,0%	0,0%	42,0%	42,0%	0,0%	42,0%	42,0%

**Tabelle 65** Wirkungsgrade der Umwandlungstechnologien

## 10.6 Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Anlagengröße in t/a	Stromverbrauch in MWh/a		
	Zuckerrübe	Weizen	Mais
15.000	11.970	9.576	3.590
60.000	35.910	28.728	10.770
100.000	59.850	47.880	17.950
200.000	119.700	95.760	35.900

**Tabelle 66**

*Stromverbrauch Bioethanolanlage in MWh/a (nach Angaben Fa. Vogelbusch und Berechnungen Energiepark Bruck/Leitha; Stromverbrauch für verschiedene Varianten der Anlagenverschaltung gleich belassen*

Anlagengröße in t/a	Investitionskosten in 1000 €		
	Anlage	Trocknung	%
17.000	31.630	6.100	19,3%
68.000	54.990	10.450	19,0%
85.000	63.000	11.340	18,7%
103.600	69.490	12.790	18,4%
170.000	91.600	16.488	18,0%
255.000	129.300	21.980	17,0%

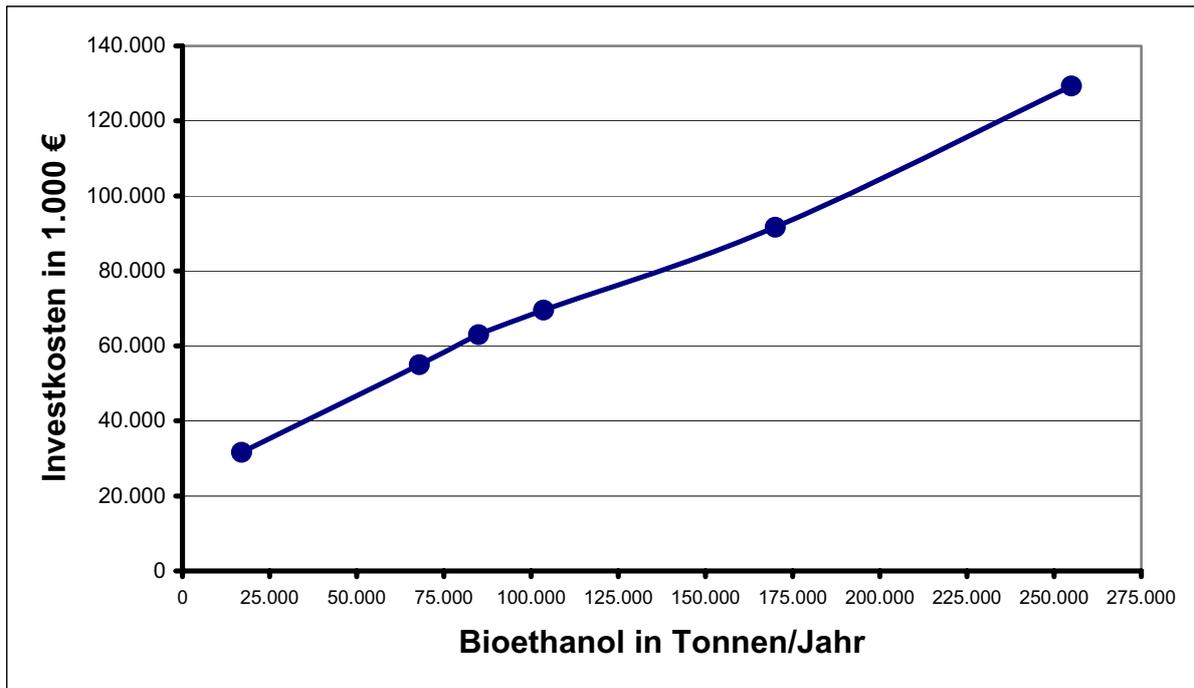
  

Anlagengröße in t/a (interpoliert)	Investitionskosten in 1000 €		
	mit DDGS Trocknung	mit DDGS Trocknung (30.000 t/a)	ohne DDGS Trocknung
15.000	29.000		23.403
60.000	49.000	42.900	39.690
100.000	67.500	61.400	55.080
200.000	105.000	98.900	86.625

Anlagenkosten für Trocknung 30.000t DDGS = 6.100.000 €

**Tabelle 67**

*Ermittlung der Investitionskosten für die verschiedenen Anlagengrößen (nach Angaben Fa. Vogelbusch)*



**Abbildung 34** Investitionskosten als Funktion der Anlagenkapazität

<b>Bioethanol</b>		
<b>Anlagengröße in t/a</b>	<b>Personen</b>	<b>Kosten in €/a</b>
15.000	10	500.000
60.000	25	1.250.000
100.000	35	1.750.000
200.000	45	2.250.000
<b>Biogas</b>		
<b>Anlagengröße in MW</b>	<b>Personen</b>	<b>Kosten in €/a</b>
2	2	80.000
5	3	120.000
10	4	160.000
15	5	200.000
20	5	200.000
25	6	240.000
30	6	240.000
35	6	240.000

**Tabelle 68** Personalkosten (Für die Biogasanlage gilt, dass Kosten für Geschäftsführung sowie Verwaltungs- und Verkaufsstrukturen bei der Infrastruktur der Bioethanolanlage berücksichtigt sind)

- Im ersten Jahr 22.000€ für Kapitalbeschaffung
- Werbung, Sponsoring jedes Jahr 15.000 €
- Zur Anlagenrückstellung für Anlagenbau und -entsorgung werden ab dem 2. Jahr jährlich 0,23% der Investitionssumme zurückgehalten
- Finanzierungsvariante 20% Eigenkapital und 80% Fremdkapital
- Die Investitionskosten werden auf 7 Jahre abgeschrieben

Jahr	Fremdkapital	Eigenmittel
	in %	in %
2006	4	5
2007	5	6
2008	5,5	6,5
2009	5,5	6,5
2010	5,5	6,5
2011	6	7
2012	6	7

**Tabelle 69**

*Zinssatz Fremdkapital und Gesellschaftsdarlehen (Eigenmittel); Die Tilgung erfolgt in 28 Raten. Durch geschickte Staffelung wird die jährliche Tilgung über die Anzahl der Raten angepasst.*

- Die folgenden Parameter wurden mit einer Indexanpassung von 3% kalkuliert:  
 DDGS (€/t), Rohstoffkosten, Transportkosten, Versicherung, Kosten Eigenstromverbrauch, Kosten Eigenwärmeverbrauch, Erlöse nutzbare Wärme, Hilfsstoffe, Verwaltung/Personalkosten, Werbung, Rückstellungskosten
- Auf eine Indexanpassung wurde verzichtet bei:  
 Erlösen Ethanol, Stromerlösen aus Biogas
- DDGS-Kosten: Bei der Annahme, dass sich der Preis nach dem Rohproteingehalt orientiert, ergäbe das DDGS auf Basis von Weizen ein Preis von rund 220 €/t. Für DDGS aus Weizen wird der selbe Preis angenommen.
- Rohstoffkosten: Der Rohstoff wird aus Österreich zu den derzeitigen Preisen bezogen; inkl. Indexanpassung.
- Transportkosten: Für den Transport wird aus ökologischen Gründen die Variante Bahn gewählt. Der Umkreis, bzw. die Entfernung des Rohstofftransportes wurde im Schnitt mit 200 km angenommen. Die Kosten stammen vom Logistikberater der ÖBB.
- Versicherungskosten: Jährlich wird 1% der Investitionskosten für Versicherungen aufgewendet
- Kosten Eigenstrom: Je KWh Strom wird ein Kostenpunkt von 8 Cent kalkuliert.

- Kosten Wärmebedarf (3 bar, 135°C): Die kWh wird mit 6,5Cent angenommen.
- Erlöse aus Abwärme/Fernwärme: Je kWh wird mit 1Cent gerechnet.
- Kosten Hilfsstoffe: Die Kosten für Hilfsstoffe wird nach Angaben der Firma Vogelbusch angenommen
- Kosten Biogasgülle: Die Kosten zur Ausbringung werden durch den Verkauf der Gülle als Dünger aufgehoben (d.h. die Gülle wird wirtschaftlich nicht bewertet)