

**Studie „Datensammlung Bioenergie für
Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen nach der
Methodik der VDI-Richtlinie 2067“**

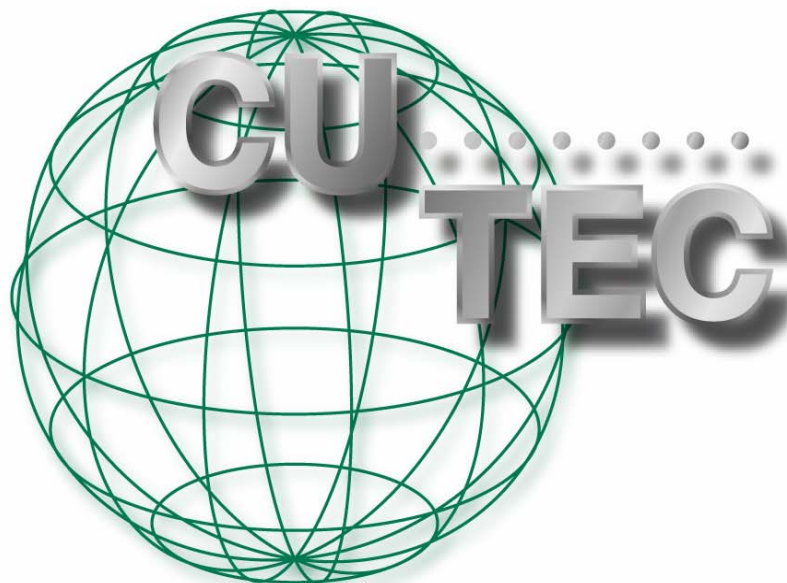
Förderer:

FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Gülzow)

Projekt-Nr.: 2 60 2227

Förderkennzeichen: 220 222 05

30. November 2007



Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangslage	4
2. Aufgabenstellung	5
3. Vorgehensweise	6
3. Vorgehensweise	7
3.1 Struktur	7
3.2 Fragenkataloge	8
3.2.1 Holzheizkraftwerke	8
3.2.2 Kleinfeuerungen	10
4. Techniken zur energetischen Biomassenutzung	12
4.1 Biogasanlagen	12
4.2 Holzheizkraftwerke	14
4.3 Kleinfeuerungsanlagen	14
4.4 Blockheizkraftwerke auf Verbrennungsbasis	15
4.5 Mini-Heizkraftwerke als Baustein der Energieversorgung	16
4.6 Dampfkraftprozess und Dampfmotor	17
4.7 ORC-Prozeß	19
4.8 Stirlingmotoren	21
4.9 Gasturbinen	23
4.10 Mikrogasturbine	24
5. Betriebswirtschaftliche Berechnungsmöglichkeiten	25
5.1 Allgemein	25
5.2 Statische Methoden	25
5.3 Dynamische Methoden	26
6. Ergebnisse	27
6.1 Holzheiz(kraft)werke auf Verbrennungsbasis	27
6.2 Biogasanlagen	31
6.3 Blockheizkraftwerke	38
6.4 Kleinfeuerungen	40

7. Auswertung	43
7.1 Abweichungen von der Aufgabenstellung	43
7.2 Basisdaten der Modellanlagen	44
7.2.1 Biogasanlage	44
7.2.2 Holzheizkraftwerk	45
7.3 Musterrechnung nach VDI 2067.....	47
7.3.1 Biogasanlage	47
7.3.2 Holzheizkraftwerk	52
7.3.3 Kleinf Feuerungsanlage	54
7.4 Musterrechnerisch statisch.....	56
7.4.1 Biogasanlage	56
7.4.2 Holzheizkraftwerk	58
7.5 Musterrechnung dynamisch	59
7.5.1 Biogasanlage	59
7.5.2 Holzheizkraftwerk	62
8. Zusammenfassung	63
9. Schlußfolgerungen und Lösungswege	64
10. Unterschrift	65
11. Verwendete Unterlagen	66
12. Abkürzungsverzeichnis	68

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz unter dem Förderkennzeichen **220 222 05** gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

1. Ausgangslage

Ausgangslage 1: VDI-Richtlinie 2067

Mit der Richtlinie 2067 *Richtwerte zur Vorausberechnung der Wirtschaftlichkeit verschiedener Brennstoffe (Koks, Kohle, Heizöl und Gas) bei Warmwasser-Zentralheizungsanlagen* im Jahre 1957 schuf der VDI erstmals eine Grundlage zur Berechnung der Heizkosten für Gebäude. In 1983 erfolgte eine Überarbeitung unter dem Titel *Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen: Betriebstechnische und wirtschaftliche Grundlagen*, welche der wachsenden Bedeutung von Energiekosten Rechnung trug. Die Aufteilung in sieben Blätter berücksichtigte verschiedene Bedürfnisse von der Raumheizung bis zum Dampfbedarf in Wirtschaftsbetrieben und das Gebiet der **Blockheizkraftwerke** (Abk.: BHKW). Die besondere Leistung der Neuerung war die saubere Gliederung der anfallenden Kosten von Invest und Betrieb.

Im September 2000 erschien die aktualisierte Version *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen: Grundlagen und Kostenberechnung*. Die Richtlinie stellt in insgesamt vier Gruppen detailliert neue Techniken von der Wärmeerzeugung über die Verteilung bis zum Nutzer dar. Die fachliche Erweiterung wird ergänzt auf betriebswirtschaftlicher Ebene mit der Methode der Annuitätenrechnung zur Kalkulation der Wirtschaftlichkeit.

Ausgangslage 2: Energetische Biomassenutzung

Die energetische Nutzung verschiedener Biomassen unterliegt aus Klimaschutzgründen seit wenigen Jahren einer stürmischen Entwicklung. Holz(heiz)kraftwerke und Biogasanlagen entstehen, gefördert durch das **Erneuerbare Energien-Gesetz** [1] (Abk.: EEG), in großer Zahl. Viele Privatleute nutzen Holzfeuerungen verschiedener Technologien für die eigene Wärmeversorgung.

Angetrieben vom Marktbedarf werden traditionelle Apparate weiterentwickelt mit dem Ziel der Steigerung von Anwendbarkeit, Wirkungsgrad und Verfügbarkeiten. Zu nennen sind an erster Stelle die Fermenter bei der Biogaserzeugung und die BHKWs bei Biogasanlagen und Vergasern; aber auch Vergaser selber, der **Organic-Rankine-Circle** (Abk.: ORC) -Prozeß, Stirlingmotoren und Gasturbinen. Die Ausdehnung auf wirtschaftlich tragbare Größen im 15 kW_{el}-Bereich mit sog. Mikrogasturbinen oder Mikro-BHKWs unterliegt intensiven Entwicklungsarbeiten.

2. Aufgabenstellung

Problemstellung

Die energetische Nutzung von Biomassen ist von hohem gesellschaftlichen Interesse. Viele Investoren (z.B. Privatpersonen, Firmen, öffentliche Institutionen, Investmentgesellschaften) sind bereit, in Technologien zu investieren. Dabei besteht die Gefahr, daß der Boom auch fragwürdige Investitionsentscheidungen aufgrund mangelnder Planungssorgfalt im Vorfeld auslöst. Überschreiten die Insolvenzen eine gewisse Toleranzgrenze besteht die Gefahr, daß die energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe ein negatives Image bekommt, keine weiteren Neubauten erfolgen und der Absatz entsprechender land- und forstwirtschaftlicher Produkte mittelfristig wieder zurückgeht.

Eine renommierte Methode zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei Energieanlagen zur Versorgung kleiner Einheiten stellt die VDI-Richtlinie 2067 dar. Alle technischen Richtwerte im Anhang basieren auf den traditionellen Brennstoffen Erdgas und Erdöl. Bezüglich der Stoffwerte ist eine Umrechnung auf Biomassen leicht; die technischen Angaben (z.B. Nutzungsdauern, Aufwand für Instandsetzung, Wartung, Bedienung) basieren auf den traditionellen Verbrennungstechniken. Die Komplexität des Einsatzstoffes „Biomasse“ ist nicht berücksichtigt. Sie schlägt sich z.B. in geringeren kalkulatorischen Abschreibungszeiten, höheren **Reparatur-/Wartungs-Unterhaltungskosten** (Abk. RWU) und aufwendigerer Abgasreinigung usw. nieder.

Für große Anlagen lohnt sich angesichts des anstehenden Investes eine individuelle professionelle Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Für kleinere Investitionsvorhaben aber ist, zumindest für eine Vorabschätzung, eine Anlehnung an die VDI 2067 mit den Spezialitäten der energetischen Biomassenutzung wünschenswert.

Aufgabe der vorliegenden Arbeit ist die Sammlung von Daten aus real existierenden Anlagen zur energetischen Biomassenutzung. Einschlossen sind die Technologien der Biogasanlagen auf Basis Naßfermenter und Stromerzeuger sowie Heizwerke auf Holzbasis mit traditionellen Techniken wie Verbrennung und Wasser-Dampf-Prozeß. Anzustellen sind Betrachtungen für die auf den Markt drängenden Verfahren des ORC-Prozesses, Stirling- und Dampfmotor, Gasmotor und die Unterbausteine der Mikrogasturbine und des Mikro-BHKWs.

Gemäß des Themas beziehen sich die zu ermittelnden Daten speziell auf die **Tabelle A2 Rechnerische Nutzungsdauer sowie Aufwand für Instandsetzung, Wartung und Bedienung von Heizungsanlagen** der VDI 2067. Die Strukturierung zeigt **Abb. 2-1** anhand eines Auszugs.

Anlagenkomponente	Rechn. Nutzungsdauer ¹⁾	Aufwand für Instandsetzung ²⁾	Aufwand für Wartung ²⁾	Aufwand für Bedienung ³⁾
Stahlkessel ähnlicher Bauart nur für Heizung ohne Rücklauf Temperaturanhebung im Einfamilienhaus	15	2	2,5	20
1.3.1.4 Schnelldampferzeuger	10	4	1,5	50
1.3.1.5 Großwasserraumkessel und Wasserrohr-Kessel > 1 MW	25	2	1,5	80
1.3.1.6 Kessel für Thermoöl	15	3	1,5	30
1.3.1.7 Brenner				
Gasbrenner ohne Gebläse	20	1	2	0
Gasbrenner mit Gebläse und Zubehör	12	2	10	0
Ölbrenner mit Gebläse und Zubehör	12	2	10	0
1.3.1.8 Elektrische Heizung				
Elektro-Zentralspeicher Speichermedium Wasser	25	1	1,5	5
Elektro-Zentralspeicher Speichermedium Feststoff	25	1	1,5	5
Elektro-Zentralspeicher für technische Anlagen	25	1	1,5	5
Elektrodenkessel	25	1	1,5	5
1.3.1.9 Wärmepumpen				
Strom	20	3	1	20
Gas	15	3	1,5	40
Öl	15	3	1,5	40

Statistische Erfahrungswerte

Abb. 2-1: Auszug aus Tabelle A 2 der VDI 2067

- 1): in Jahren
- 2): in Prozent der Investitionssumme pro Jahr und Komponente
- 3): in Stunden pro Jahr. Der Aufwand für Bedienung wird jeweils der Erzeugung zugeschlagen.

Die ermittelten Daten sind statistisch auszuwerten. Um dies zu ermöglichen, gehört zur Aufgabenstellung

- a) eine ingenieurwissenschaftliche Analyse z.B. hinsichtlich der installierten Baugruppen, Verfügbarkeiten, Abschreibungsdauern vor der Datenerhebung sowie
- b) eine betriebswirtschaftliche Auswertung mit Hilfe einer dynamischen Methode (hier gewählt: Interne Zinsfuß-Methode) und
- c) der Aufzeigung von Chancen und Risiken mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen.

Die Leistungsgrenzen gehen bis ca 5 MW_{el} bei den Holzheizkraftwerken und ca 500 kW_{el} bei den Biogasanlagen.

3. Vorgehensweise

3.1 Struktur

Für einen neutralen Beobachter stellt sich bei der Aufgabenstellung die Frage: Wo sind die Gemeinsamkeiten der Verfahren *Biogasanlage* und *Holzheizkraftwerk* ? Auf den ersten Blick sind die Verfahren (Fermentation ↔ Verbrennung, vergärbare Substanz ↔ Holz, landwirtschaftl. Betrieb ↔ kommunale oder nichtbäuerliche Einrichtung) völlig unterschiedlich.

Steigt man in die Materie ein, so ergeben sich schnell Gemeinsamkeiten:

I. technisch: Baugruppe BHKW

II. betriebswirtschaftlich: Signifikante Abhängigkeit von den Größen Biomassepreis, Wärmenutzung, Anlagenverfügbarkeit, Investkosten).

Eine gemeinsame Betrachtung in einer Arbeit lohnt sich also, wenn eine saubere Strukturierung mit Abgrenzungen und Gemeinsamkeiten der technischen und betriebswirtschaftlichen Kenngrößen getroffen wird.

Zur Sammlung von Daten wurden folgende Wege beschritten:

1. Literaturrecherche
2. Fragenkatalog an Betreiber von Biomasseheizkraftwerken bis zu einer Größenordnung von ca 8 MW_{el}.
3. Audits vor Ort mit Anlagenbauern und -betreibern
4. Frageaktion in der Zeitschrift *Land & Forst* in Kooperation mit der Landwirtschaftskammer Niedersachsen.
5. Audit mit der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) zu den Resultaten des Vorhabens *Ergebnisse des Biogas-Messprogramms* [2].
6. Rückgriff auf das Kalkulationsprogramm HORTEB [3].

Im ersten Schritt wurde geschaut, welche in der Aufgabenstellung genannten Techniken kommerziell von Bedeutung sind. Dabei schieden einige Verfahren aus. Die vorliegende Arbeit stellt im Kap. 4 alle Verfahren der Aufgabenstellung kurz vor. Für detailliertes Interesse wird auf weiterführende Literatur verwiesen. Die Gründe für evtl. fehlende praktische Anwendung sind im Kapitel erläutert.

Für die Auswertung wurden die einzelnen Verfahren in Baugruppen aufgeteilt und mit individuellen Investkosten und Abschreibungszeiten belegt. Die Betriebskosten werden grundsätzlich in durchsatzab- und unabhängige Kosten sowie Personal aufgeteilt, wobei bei den verschiedenen Biomassekonversionsverfahren weitere Detaillierungen notwendig sind, um die statistischen Daten sinnvoll nutzen zu können. Die Richtlinie VDI 2067 ist für jede kommerzielle Technologie bei einer Modellanlage exemplarisch anzuwenden. Die Auswirkungen von Schwankungen einzelner Einflußgrößen werden mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen quantitativ dargestellt. Die Ergebnisse der Annuitätenberechnungen werden mit einer statischen Rechnung und einer dynamischen Methode des Internen Zinsfußes verglichen.

3.2 Fragenkataloge

3.2.1 Holzheizkraftwerke

Wie in Kap. 2 erläutert, beziehen sich die zu ermittelnden Daten auf Invest und Betrieb. Die VDI geht technisch sehr in die Tiefe. Um bei angefragten Stellen eine Chance auf Beantwortung zu haben, erfolgte eine Vergrößerung von einzelnen Bauteilen auf Baugruppen beim Punkt „Invest“ (s. **Abb. 3.2.1-1**)

Anlagenbezeichnung:

Investaufstellung

Planungskosten [t€]	
<i>Extern</i>	
<i>Intern</i>	
Bauüberwachung und -leitung [t€]	
Grundstück, Vorbereitung, Strom- u. Verkehrsanbindung [t€]	
Anlieferung / Zerkleinerung / Lager / Brennstoffaufgabe [t€]	
Bauteil thermisches System, Abgasreinigung, Turbine [t€]	
Maschinen- u. Anlagentechnik Verbrennung [t€]	
Maschinen- u. Anlagentechnik Abgasreinigung [t€]	
Maschinen- und Anlagentechnik Kessel- und Stromerzeugung [t€]	
Elektro- und Leittechnik [t€]	
Nebenanlagen, Wärmetauscher, Rohrleitungstechnik [t€]	
Fahrzeuge, Container, Lader [t€]	
Gebühren [t€]	

Abb. 3.2.1-1: Fragebogen für den Invest bei den Holzheizkraftwerken

Jahresdaten für Einnahmen sowie Reparatur / Wartung / Unterhaltung orientierten sich an der Struktur der Baugruppen (s. **Abb. 3.2.1-2**). Angefragt wurde über einen Zeitraum von insgesamt 20 Jahren.

Mit der Jahreseinteilung sollte die Alterung der Anlage berücksichtigt werden.

Anlagenbezeichnung:

Jahresdaten I

	Inbetrieb- nahmehjahr 0	Volle Betriebsjahre									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Durchsatz Biomasse [t / a]											
Verkaufte elektr. Energie [MWh / a]											
Verkaufte therm. Energie [MWh / a]											
Reparatur- / Wartungs- / Unter- haltungskosten [€ / a]											
Anlieferung/Zerkleinerung/Lagerung/ Brennstoffaufgabe											
Bauteil											
Maschinen- und Anlagentechnik Verbrennung											
Maschinen- und Anlagentechnik Abgasreinigung											
Maschinen- und Anlagentechnik Kessel- u. Stromerzeugung											
Elektro- und Leittechnik											
Nebenanlagen, Wärmetauscher, Rohrleitungstechnik											
Fahrzeuge / Container / Lader											
Ersatzbeschaffungen [€]											
Bezeichnung											

Abb. 3.2.1-2: Fragebogen für Einnahmen und Unterhaltungsausgaben

Ferner zu berücksichtigen sind weitere Kosten des Betriebes (s. Abb. 3.2.1-3)

Anlagenbezeichnung:

Jahresdaten II

	Inbetrieb- nahmehjahr 0	Volle Betriebsjahre									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Personalkosten											
Operativ											
Verwaltung											
Betriebsmittelkosten											
Entsorgungskosten											
sächliche Verwaltungskosten											
Versicherung											
Überwachung / Prüfung / Gebühren											
Erbpacht / Miete											
Sonstige Kosten											

Abb. 3.2.1-3: Fragebogen für weitere Betriebskosten

Um die betriebswirtschaftlichen Werte zu verstehen und Gründe für zu erwartende Unterschiede zwischen den Anlagen zu erfassen, wird nach technischen Schwierigkeiten während der Laufzeit gefragt (s. **Abb. 3.2.1-4**).

Anlagenbezeichnung:

Betriebsschwierigkeiten

	Inbetrieb- nahmejahr 0	Betriebsjahr												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
Aufgetretene technische Probleme [Nr.]														
Beschreibung:	Nr. 1													
	Nr. 2													
	Nr. 3													
	Nr. 4													
	Nr. 5													
	Nr. 6													
	Nr. 7													
	Nr. 8													
	Nr. 9													
	Nr. 10													
	Nr. 11													
	Nr. 12													

Abb. 3.2.1-4: Fragebogen für technische Betriebsschwierigkeiten während der Anlagenlaufzeit

3.2.2 Kleinf Feuerungen

Für die Kleinf Feuerungen erfolgte eine Leser-Fragenbogenaktion in einer renommierten Fachzeitschrift der Land- und Forstwirtschaft. Aufgrund der wesentlich einfacheren Technik ist die Struktur übersichtlicher als bei den Holzheizkraftwerken (s. **Abb. 3.2.2-1**).

Name, Anschrift (freiwillig)	
Art der Feuerung (Scheitholz, Hackschnitzel, Pellets, Sonstiges)	
Fabrikat	
Feuerungswärmeleistung [kW]	
Art und Form des Brennstoffes	
Investitionskosten gesamt [€]	
davon - Anlagentechnik [€]	
- Baukosten [€]	
- Kosten für Lagerraum [€]	
- Anschluss, Übergabestation [€]	
- Zusätzliche Fahrzeuge, Container [€]	
Inbetriebnahme [Jahr]	

	Inbetrieb- nahme	1. Jahr	2. Jahr	3. Jahr	4. Jahr	5. Jahr	6. Jahr	7. Jahr	weitere
Durchsatz Biomasse t/Jahr									
Erzeugte Wärmeenergie kWh/Jahr									
Erzeugte elektrische Energie kWh/Jahr									
Anlagenlaufzeit h/Jahr									
Reparatur, Wartungs- Unterhaltungskosten €/ Jahr									
Betriebsmittel- Kosten €/Jahr									
Reststoffentsorgungs- kosten €/Jahr									
Personalaufwand Betreuung, Wartung h/Jahr									
Mieten, Gebühren Versicherungen, €/Jahr									
Ersatzbeschaffung, €									
Bezeichnung Ersatzbeschaffung									
Aufgetretene technische Probleme									
Betreuung durch den Hersteller									
Bemerkungen allgemein									
Was würden Sie besser / anders machen?									

Abb. 3.2.2-1: Fragebogen für Kleinfeuerungsanlagen

4. Techniken zur energetischen Biomassenutzung

4.1 Biogasanlagen

Die Vergärung organischer Stoffe zur Produktion eines methanreichen Gases („Biogas“) bietet der Landwirtschaft eine attraktive moderne Einnahmequelle. Gefördert durch das EEG entstand in den letzten Jahren eine große Zahl an Anlagen. Ursprünglich schwerpunktmäßig mit Gülle speziell aus der Rinderhaltung betrieben, entsteht seit ca drei Jahren eine wachsende Zahl von Anlagen mit **nachwachsenden Rohstoffen** (Abk.: Nawaro) als Input. Gewünscht durch den Gesetzgeber ist auch die betriebsfremde Nutzung von Wärme. Da dieses in ländlichen Gegenden meist schwierig zu bewerkstelligen ist, entstehen z.Z. Betriebsformen zur Produktion eines methanreichen Gases auf Erdgasqualität, welches in bestehende Netze eingespeist wird. An der Entnahmestelle erfolgt die Nutzung in dezentralen Einheiten (Heizungen, BHKWs usw.) mit höherem Wirkungsgrad als in der Biogasanlage ohne Wärmeabnehmer. Bauherren entsprechender Vergärungsanlagen sind häufig Energieversorger wie die Firmen EnBW oder EWE [4, 5].

Trotz der relativ jungen kommerziellen Vergangenheit liegt ein hoher Umfang an Kenntnissen und Erfahrungen zu Biogasanlagen vor. Verschiedenste Apparateformen und Verfahrenstechniken sind Stand der Technik. Eine breite Palette an organischen Materialien kann verarbeitet werden. Verwiesen sei an dieser Stelle auf die Literatur [z.B. 6, 7, 8]. Zum Verständnis der in Kap. 7 durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen soll nur ein minimaler Abriss der Technologie gegeben werden (s. **Abb. 4.1-1**):

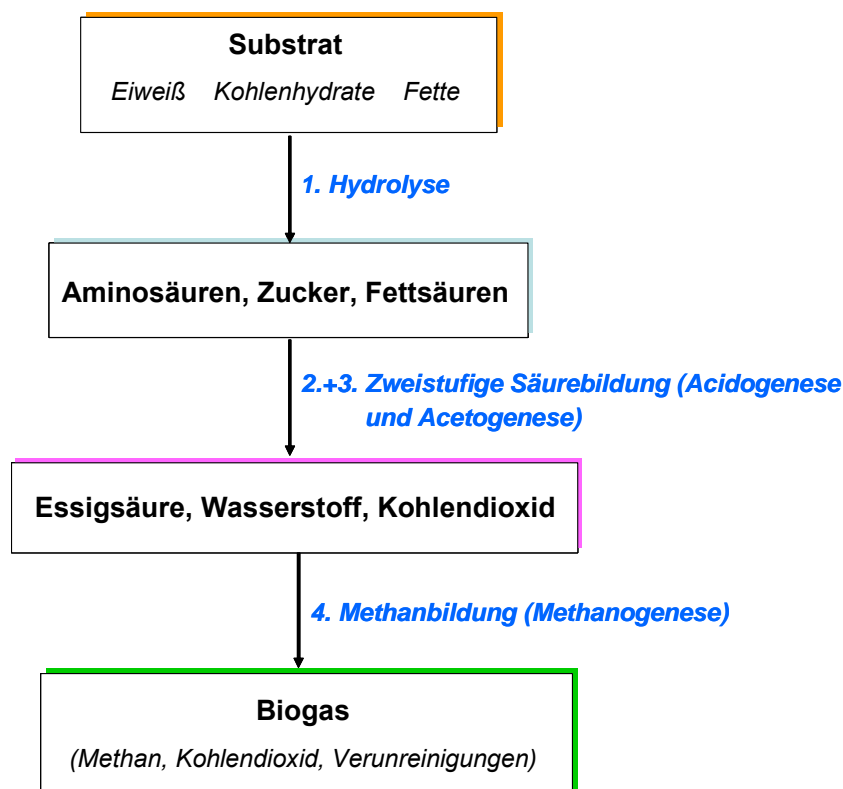


Abb. 4.1-1: Chemische Reaktionskette im Fermenter (vereinfachte Darstellung aus [6])

Ausgangspunkt sind die organischen Bestandteile Eiweiß, Kohlenhydrate und Fette im Substrat. Über mehrere, mittlerweile sehr genau bekannte chemische Schritte erfolgt die Produktion eines Gases mit hohem Methananteil, Kohlendioxid und Verunreinigungen, spez. Schwefelwasserstoff und Ammoniak.

80 bis 90 % aller in Deutschland betriebenen Anlagen arbeitet im mesophilen Temperaturbereich von 25 bis 45 °C [6]. Der pH-Wert für den Gesamtprozeß sollte im neutralen Bereich liegen, wobei lokale Abweichungen in Richtung des sauren Bereiches für die ersten beiden Schritte förderlich sein können [6, 7]. Da die Prozeßstufen durch unterschiedliche Mikroorganismen ausgelöst werden, beeinflusst die Chemie des Inputs Stabilität und Ausbeuten der jeweiligen Anlage.

Für die Planung und detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Biogasanlage Voraussetzung ist eine Aufteilung in Baugruppen und die Absteckung der Systemgrenzen. Einen Vorschlag machte der VDMA im Jahre 2006 [8] (s. **Abb. 4.1-2**).

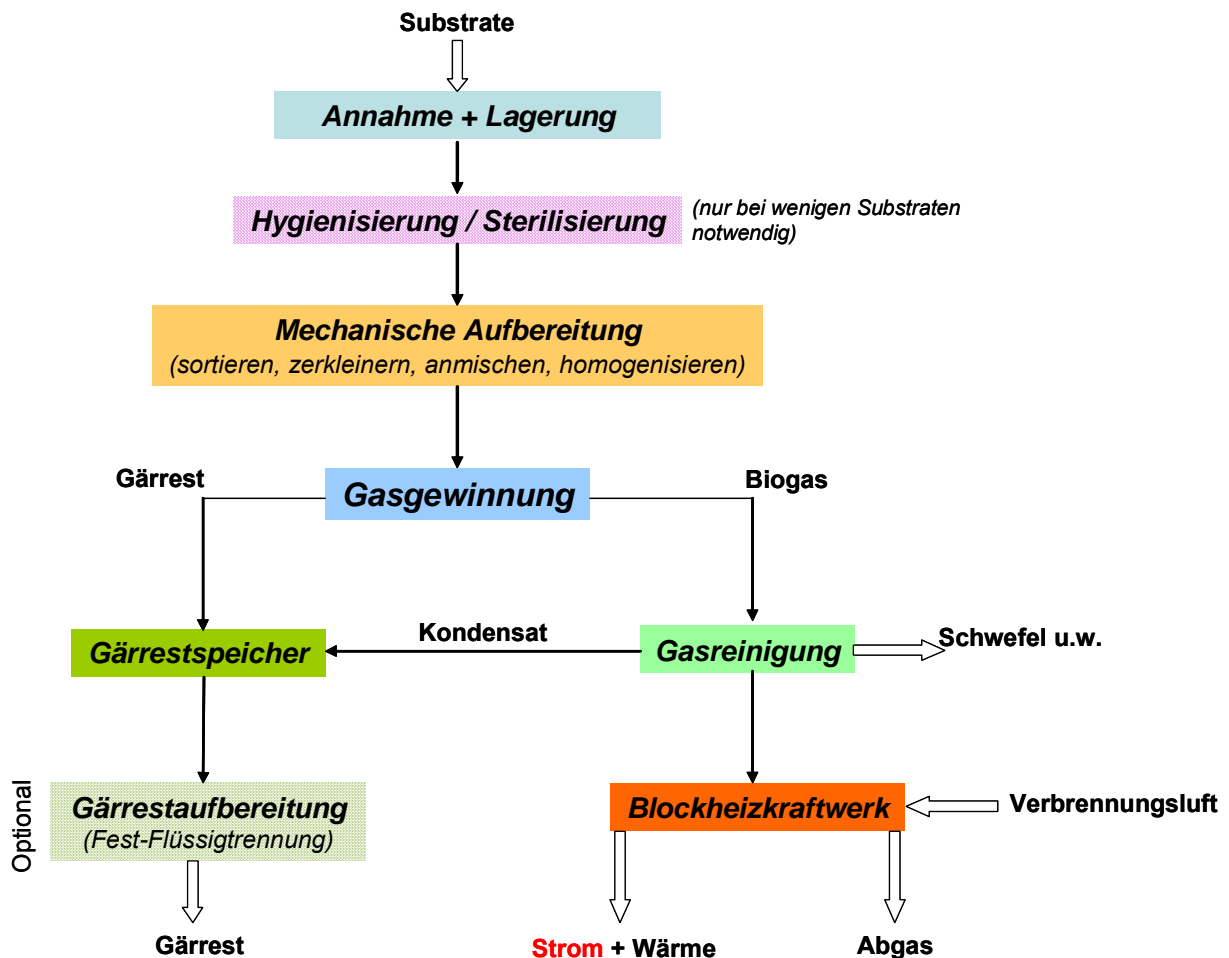


Abb. 4.1-2: Grundfließbild einer Biogasanlage basierend auf [8]

4.2 Holzheizkraftwerke

Das EEG führte zu einem Sprung an Holzkraftwerken besonders der Leistungsklasse 14 bis 20 MW_{el}. Schon sein Vorgänger, das Stromeinspeisegesetz [9], verursachte den Bau von einigen kleineren Anlagen, welche neben dem Stromverkauf die Wärmeversorgung von angeschlossenen öffentlichen oder privaten Einrichtungen sicherstellen sollten. Die Anlagen wurden als Verbrennungen konzipiert und arbeiten mit dem traditionellen Wasserdampf-Kreislauf (s. **Abb. 4.2-1**).

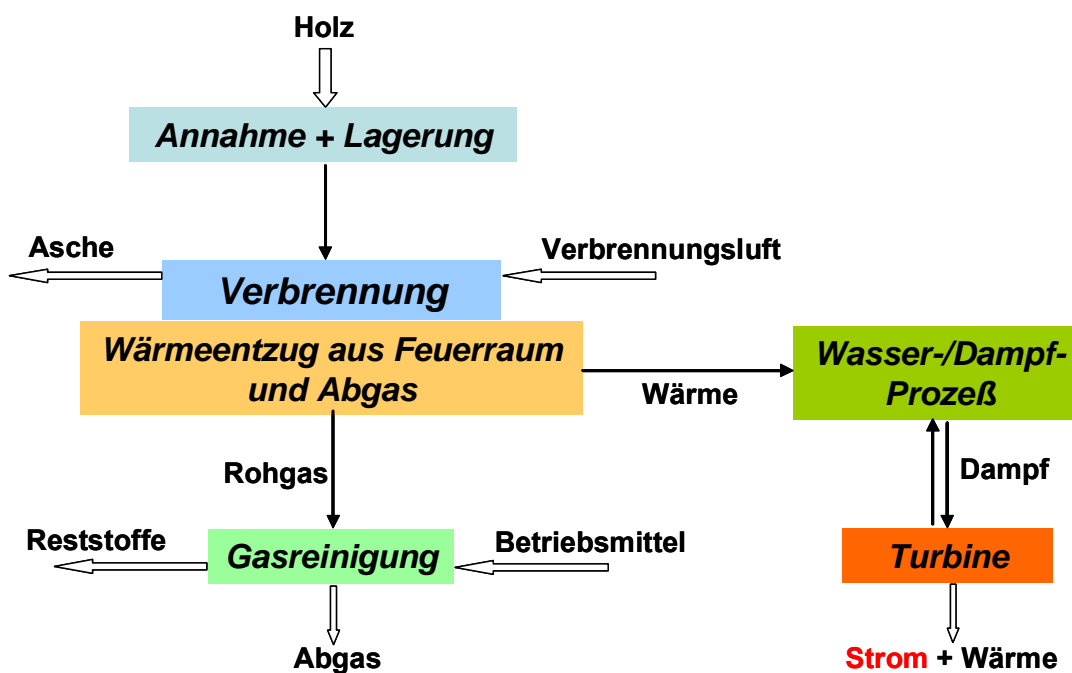


Abb. 4.2-1: Wirkungsweise eines Holzheizkraftwerkes

4.3 Kleinf Feuerungsanlagen

Für den Privathaushalt und den bäuerlichen Betrieb sind Kleinf Feuerungsanlagen zur Raumheizung oder in Kombination mit der Warmwasserherstellung weit verbreitet. Sie arbeiten mit Holz in Pellet-, Hackschnitzel oder Scheitholzform. Umfangreiche Marktübersichten existieren (z.B. [10, 11]).

Diese Art der energetischen Biomassenutzung war in der ursprünglichen Aufgabenstellung ausgeschlossen. Da die Erfassung der Daten aus größeren Holzheizkraftwerken sich aber sehr schwierig gestaltete (s. Kap. 6.1), wurde versucht, durch eine Umfrage und die Erfassung tatsächlicher Invest- und Betriebskosten sowie Betreibererfahrungen Erkenntnisse zu gewinnen.

4.4 Blockheizkraftwerke auf Verbrennungsbasis

Blockheizkraftwerke arbeiten traditionell nach dem Prinzip der Verbrennung in Gas-Otto-, Gas-Diesel- oder Zündstrahlmotoren. In vielen Veröffentlichungen werden auch die Prinzipien von Stirling, Dampfmotor, Brennstoffzelle oder Mikrogasturbine wegen des dezentralen Charakters als BHKW bezeichnet. In dieser Arbeit erfolgt eine begriffliche Trennung, wobei unter BHKW nur die o.g. Verbrennungsaggregate zu verstehen sind. Um eine Trennung von den Mikro-BHKW zu schaffen, wird definiert: $P_{el} \leq 15 \text{ kW} \rightarrow$ Mikro-BHKW

$$P_{el} > 15 \text{ kW} \rightarrow \text{BHKW.}$$

Die Motoren arbeiten mit fossilen Brennstoffen wie Erdgas bzw. Diesel oder Produkten nachwachsender Rohstoffe wie Biogas, Vergasungsgas, Rapsmethylester oder Pflanzenölen. Jeder Brennstoff zieht eine eigene Motorkonstruktion nach sich. Details sind der Literatur [z.B. 7, 12] zu entnehmen. Aufgrund der Aufgabenstellung werden in den Kapiteln zur Betriebswirtschaft die biomassebasierten Aggregate behandelt.

Für die betriebliche Praxis mit nachwachsenden Rohstoffen besonders zu beachten ist, daß die Wirkungsgrade der Aggregate auf Prüfständen mit Erdgasbetrieb ermittelt werden [7]. Die Heizwerte der Vergärungs- oder Vergasungsgase aber haben niedrigere mittlere Heizwerte und evtl. schwankende Zusammensetzungen. Daraus resultieren niedrigere Ausbeuten an elektrischem Strom mit gravierenden wirtschaftlichen Folgen (s. Kap. 7). Zur Komplexität des Inputstoffes kommt hinzu, daß der Wirkungsgrad auch von der elektrischen Leistung abhängt (s. **Abb. 4.4-1**).

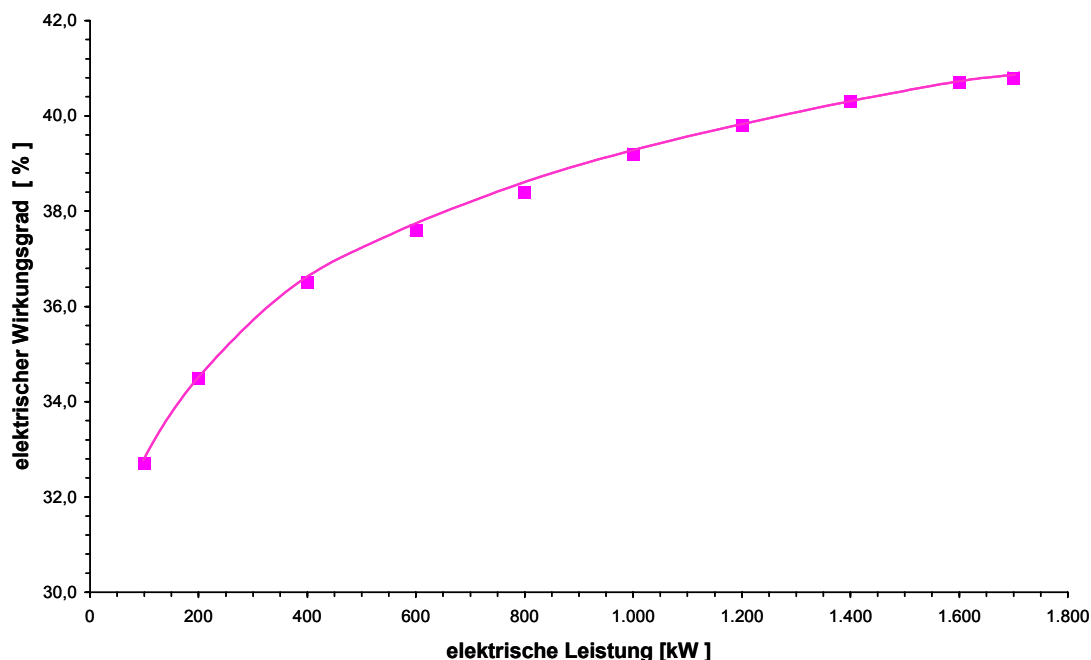


Abb. 4.4-1: Elektrischer Wirkungsgrad und Anlagengröße [12]

Das in den Motor eingehende Gas entsteht in der jetzigen Praxis durch zwei völlig unterschiedliche Alternativen: **1. Die Vergärung in Biogasanlagen** und **2. Durch thermochemische Konversion in kleinen Vergasungsanlagen.**

Erfolgt die Vergasung mittels Luft, ist der Heizwert niedrig. Daher ist eine Kurzbetrachtung der beiden kommerziellen BHKW-Motoren zum Verständnis notwendig:

- 1. Gas-Otto-Motoren:** Magermotoren, welche mit hohem Luftüberschuß gefahren werden. Erfordern einen Mindestmethangehalt von 45 Vol.-% [7]. Besitzen bei entsprechender Wartung Standzeiten in der Größenordnung von 50-60.000 Betriebsstunden (Abk.: Bh). Angeboten werden elektrische Leistungen im Bereich 0,25 bis 2,5 MW.
- 2. Zündstrahlmotoren:** Geeignet für heizwertarme Gase. Werden angeboten bis ca 0,25 MW_{el}. Unterstützen die Verbrennung durch den Einsatz von bis zu 10 % (bezogen auf die Feuerungswärmeleistung) heizwertreicher Flüssigkeit. Traditionell handelt es sich um Heizöl. Da das EEG seit dem 1.01.2007 den durch den Zündstrahl erzeugten Strom nur noch fördert, wenn der Brennstoff aus nachwachsenden Rohstoffen produziert wird, müssen sich die Anlagenbetreiber auf entsprechende Bedingungen einstellen. Die Standzeit beträgt, bedingt durch die härteren Bedingungen besonders im Bereich der Eindüsung, nur ca 35.000 Betriebsstunden. Der Nachteil wird aufgehoben durch den Umstand, daß die Aggregate bei gleichen Prüfstandsbedingungen einen höheren elektrischen Wirkungsgrad besitzen als Otto-Motoren (s. **Abb. 4.4-2**)

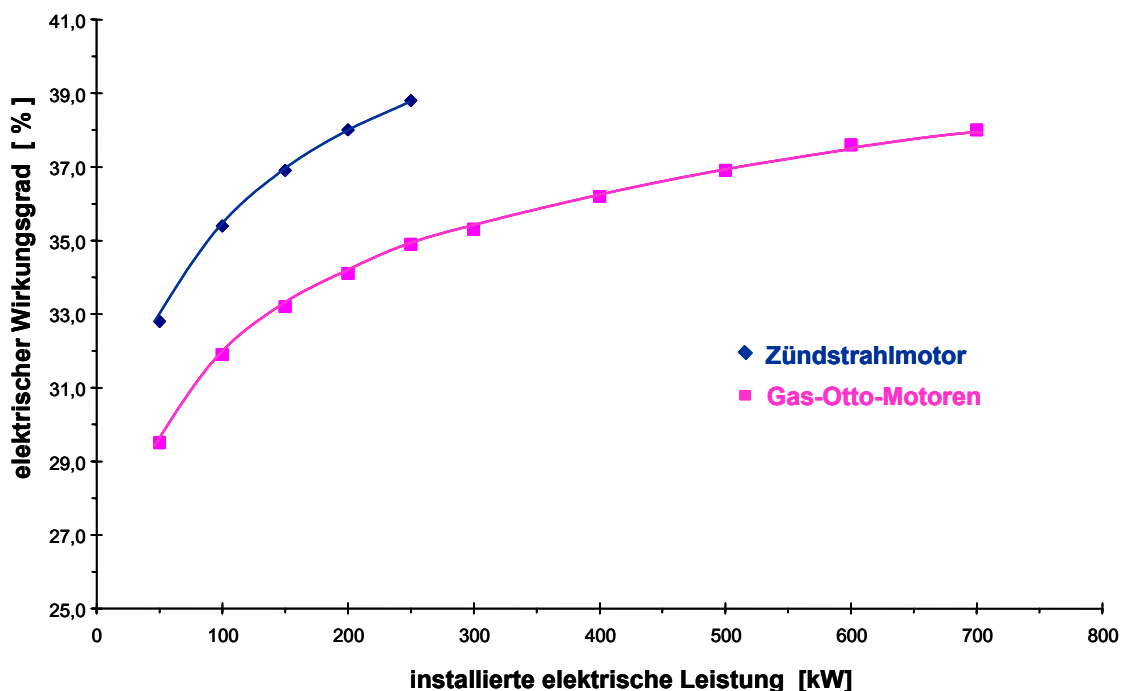


Abb. 4.4-2: Elektrischer Wirkungsgrad von Biogas-BHKW nach Herstellerangaben (ohne Streubereiche) [7]

4.5 Mini-Heizkraftwerke als Baustein der Energieversorgung

Blockheizkraftwerke zur Versorgung kleiner Wohn- und Gewerbeeinheiten ziehen ihre Attraktivität aus dem Umstand, daß keine Leitungsverluste anfallen. Die Verbrennungsaggregate können mit fossilen Stoffen wie Erdgas und Heizöl oder nachwachsenden Materialien wie Biodiesel, Pflanzenöl oder Biogas betrieben werden. Produziert werden Strom und Wärme im

näherungsweise Verhältnis von 1:2. Der übliche Wirkungsgrad von 85 bis 90 %, bezogen auf die Brennstoffenergie, kann nur bei vollständiger Wärmeabnahme erreicht werden. Da Mini-BHKW einen wesentlich höheren Invest als die konventionelle Heizungsanlage erfordern und zur Refinanzierung den Stromerlös benötigen, sollte ihre Größe so bemessen sein, daß der Wärmeabsatz im Bereich der gesicherten Grundversorgung, maximal der Mittellast liegt. Für darüber hinaus gehenden Wärmebedarf stünde der fossile Heizkessel bereit. Das Mini-BHKW ist dadurch i.d.R. eine Zusatzinvestition. Um gegenüber zeitlichen Spitzen der Wärmeabnahme eine gewisse Reserve aufzubauen, wird häufig ein Wärmespeicher eingebaut. Alle Komponenten der Energieerzeugung und des -verbrauchs ergeben somit eine eigenständige kleine Wärme-Kraft-Einheit (s. **Abb. 4.5-1**).

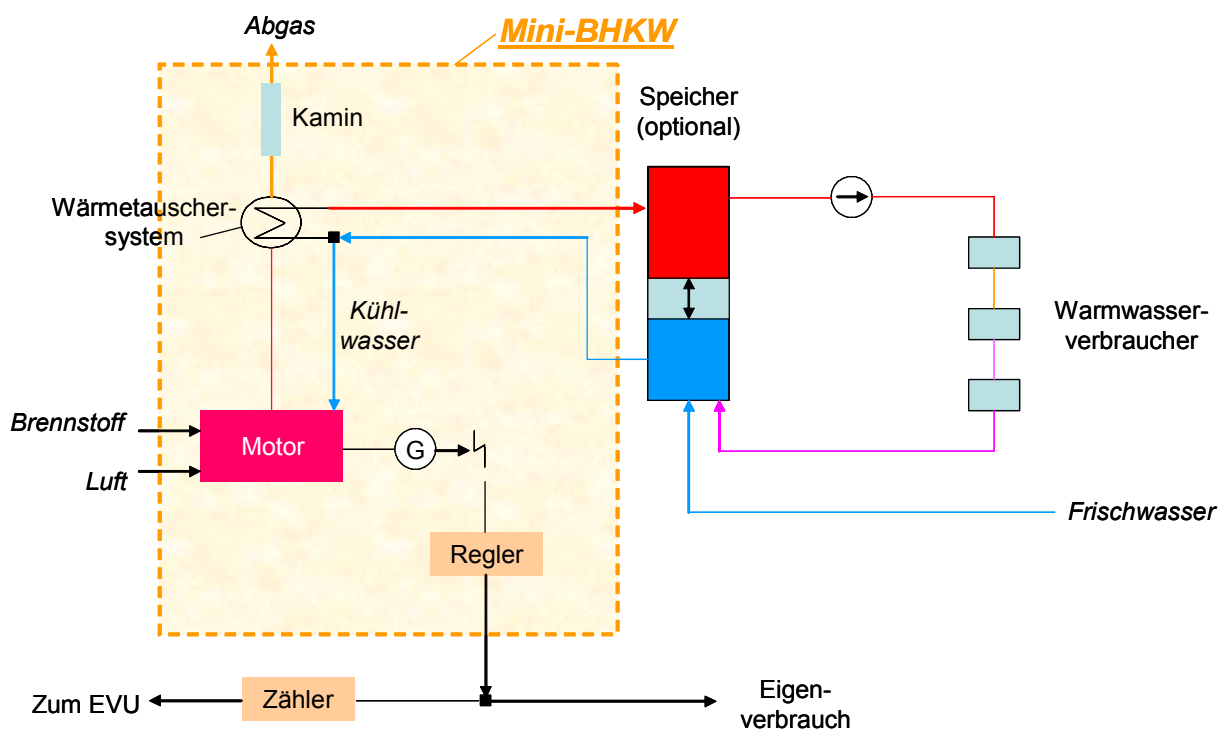


Abb. 4.5-1: Mini-BHKW mit optionalem Wärmespeicher (abgeleitet aus [13])

4.6 Dampfkraftprozess und Dampfmotor

Beim Dampfkraftprozess wird ein Wärmeträger (i.d.R. Wasser) in flüssiger und gasförmiger Form im Kreis transportiert. Über Wärmetauscher wird ihm fühlbare Energie zugeführt (→ Verdampfung und Überhitzung) und in einem Turbosatz anschließend in Strom umgewandelt. Der auf einen sehr niedrigen Druck entspannte Dampf wird anschließend verflüssigt, vorgewärmt und der Kreis startet erneut (s. **Abb. 4.6-1**).

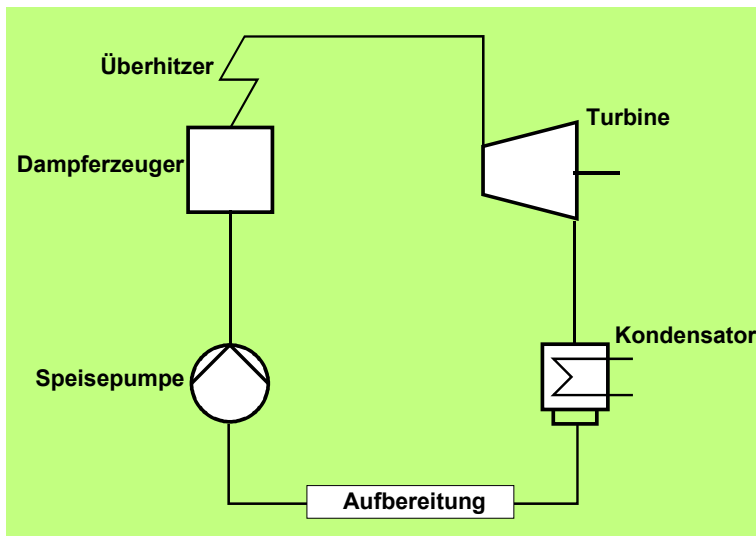


Abb. 4.6-1: Grundfließbild einer Dampfkraftanlage [14]

Für interne und externe Wärmenutzer kann Dampf aus der Turbine abgezapft werden. Ist die Wärmeabnahme über das ganze Jahr gesichert und konstant, verwendet man hierfür idealerweise Gegendruckturbinen; geht dagegen die Wärmeabnahme in bestimmten Jahreszeiten zurück (dies ist meist im Sommer der Fall, wenn kein Produktionsunternehmen als Abnehmer fungiert), setzen die Unternehmen i.d.R. Entnahme- oder Kondensationsturbinen ein. Alle Turbinen sind sehr empfindlich gegenüber Tropfen, Sauerstoff und Salzablagerungen. Daher muß das im Kreis geführte Wasser immer über eine Wasseraufbereitungsanlage geführt werden.

Der Wirkungsgrad der Turbine hängt ab vom Temperatur- und Druckniveau, mit denen der Dampf eintreten kann. Dabei gilt: Je höher, desto besser. Wirkungsgrade bis zu 94 % sind heute erreichbar. Die zulässigen Dampfparameter bestimmt der Brennstoff bzw. die Risikobereitschaft des Betreibers.

Zur Erhöhung des Wirkungsgrades des Gesamtprozesses können verschiedene technische Maßnahmen getroffen werden, welche auf dem thermodynamisch im Hintergrund wirkenden Clausius-Rankine-Prozeß basieren [14]:

1. Zwischenüberhitzung
2. Regenerative Speisewasservorwärmung
3. Senkung des Kondensationsdruckes.

Ferner ist es bei Wirbelschichtapparaten mit Zirkulierender Wirbelschicht möglich, über sogenannte *Fließbettkühler* Energie aus dem umlaufenden Wärmeträger zu ziehen und somit das Verhältnis von Feuerungswärmeleistung zu Abgasverlust zu erhöhen.

Alle Maßnahmen sind technisch sehr aufwendig. Die Apparate sind mit einem hohen Invest verbunden und lohnen sich erst ab elektrischen Leistungen im zweistelligen MW-Bereich.

In der Kraftwerkstechnik können mit fossilen Brennstoffen Frischdampfdrücke von 250 bar erreicht werden. Die Tendenz ist steigend. Mit den Maßnahmen 1 bis 3 lassen sich in modernen Kohlefeuerungen Gesamtwirkungsgrade bis zu 43 % (elektrische Leistung bezogen auf

Feuerungswärmeleistung) erzielen. Leider sind diese Werte nicht mit anderen Brennstoffen zu erzielen. So ist aus der Müllverbrennung bekannt, daß aufgrund der Chlor- und Alkaligehalte im Abfall die Wärmetauscherflächen (besonders die Überhitzer) hohen chemischen Belastungen ausgesetzt sind. Nach langen Jahren der Erfahrung haben sich hier Frischdampfparameter von 400 °C und 40 bar als Richtwerte durchgesetzt. Rechnet man dann noch höheren Stromverbrauch in der aufwändigen Abgasreinigung und die i.a. geringere Anlagengröße gegenüber Kohlekraftwerken hinzu, so verwundert es nicht, daß in Deutschland kaum ein Müllheizkraftwerk über einen Netto-Stromwirkungsgrad von 20 % kommt.

Die technischen und naturwissenschaftlichen Randbedingungen sind dem Gesetzgeber wohlbekannt. Sie waren die Ursache für den Paragraphen 5 der Biomasseverordnung, welcher die auf den ersten Blick niedrigen und von der Anlagengröße abhängenden Bruttowirkungsgrade von 25 bis 29 % festlegt. Für Rostfeuerungen aber sind hier selbst beim Brennstoff Holz schon moderne Anlagen auf dem Stand der Technik notwendig, um die Vorgaben zu erreichen. Verbesserungen verspricht man sich durch Einsatz der Wirbelschicht mit Fließbettkühler (Bsp: Biomassekraftwerk der MVV in Königs-Wusterhausen) oder durch Einsatz von Vergasern, welche niedrigere Abgasverluste aufweisen.

Der Dampfkraftprozeß arbeitet im kommerziellen Betrieb i.a. bei Anlagengrößen ab ca 30 MW_{therm} bis hin zu einigen hundert MW_{therm}.

Für dezentrale Anwendungen gibt es seit ca hundert Jahren Versuche, den Prozeß des sog. **Dampfmotors** verfügbar zu machen. Das Prinzip ist ähnlich Abb. 4.6-1; die Turbine ist aber durch einen Motor ersetzt, in welchem durch Entspannung ein Kolben oder andere Konstruktionen in Bewegung gesetzt werden und die mechanische Arbeit zum Generatorantrieb erzeugen.

Die Verbrennung als Energiequelle erfolgt in speziellen Brennern (*Porenbrenner*); eingesetzt werden können flüssige, gasförmige und feste Brennstoffe. Mögliche Einsatzgebiete des Dampfmotors sind Kleinblockheizkraftwerke und Fahrzeuge (PKW, LKW). Attraktiv für Fahrzeuge ist die schadstoffarme Verbrennung in speziellen Porenbrennern. Viele Schwierigkeiten hinsichtlich der Werkstoffstabilität (kritisch wegen hoher Dampfparameter), der Brennertechnologie und der Antriebselektronik konnten in den letzten Jahren gelöst werden [15]. Einer kommerziellen Verbreitung stehen noch die relativ geringe Lebensdauer des Porenbrenners in der Größenordnung von max. 3.000 bis 5.000 Bh entgegen.

Bei den Biomassen wird der Einsatz von Holz und Biogas erforscht. Da eine marktreife Entwicklung bisher noch nicht einsetzbar ist, können für den Dampfmotor keine statistischen betriebswirtschaftlichen Daten erfaßt werden.

4.7 ORC-Prozeß

Mitte des 19. Jahrhunderts beschrieb der Brite William Rankine zum ersten Mal einen thermodynamischen Kreisprozess, welcher anstatt Wasser eine organische Flüssigkeit einsetzt: Der sogenannte **Organic-Rankine-Cycle** (Abk.: ORC)-Prozess nutzt den Umstand, daß organische Arbeitsmedien bei gleichem Druck und Temperatur ein ca 7 bis 10-faches spez. Gasvolumen gegenüber Dampf besitzen und somit sehr wirkungsvoll Expansionsarbeit

verrichten können. Die Stromerzeugung kann auf niedrigem Temperatur- und Druckniveau ablaufen.

Die **Arbeitsweise** (s. **Abb. 4.7-1**) basiert auf dem Umstand, daß ein organischer, flüssiger Wärmeträger 1 (i.d.R. eine Variation von Thermalöl) durch eine Wärmequelle (z.B. Verbrennung von Holz) aufgeheizt wird. Die Erwärmung läßt den Wärmeträger unterhalb seiner Siedetemperatur. Das aufgeheizte Medium gibt seine Energie in einem Wärmetauscher an einen organischen Wärmeträger 2 (i.d.R. eine Variation von Silikonöl) ab. Das Medium verdampft auf einem Druckniveau in der Größenordnung von 6 bis 8 bar. Der Dampf leistet in einer folgenden Turbine Expansionsarbeit, welcher über eine Welle in mechanische Energie umgesetzt wird und im angeschlossenen Generator Strom produziert.

Der entspannte, aber noch auf hoher Temperatur befindliche Wärmeträger heizt das im Kondensator verflüssigte und durch eine Pumpe wieder verdichtete Material auf, welches anschließend im Verdampfer den Kreislauf neu startet.

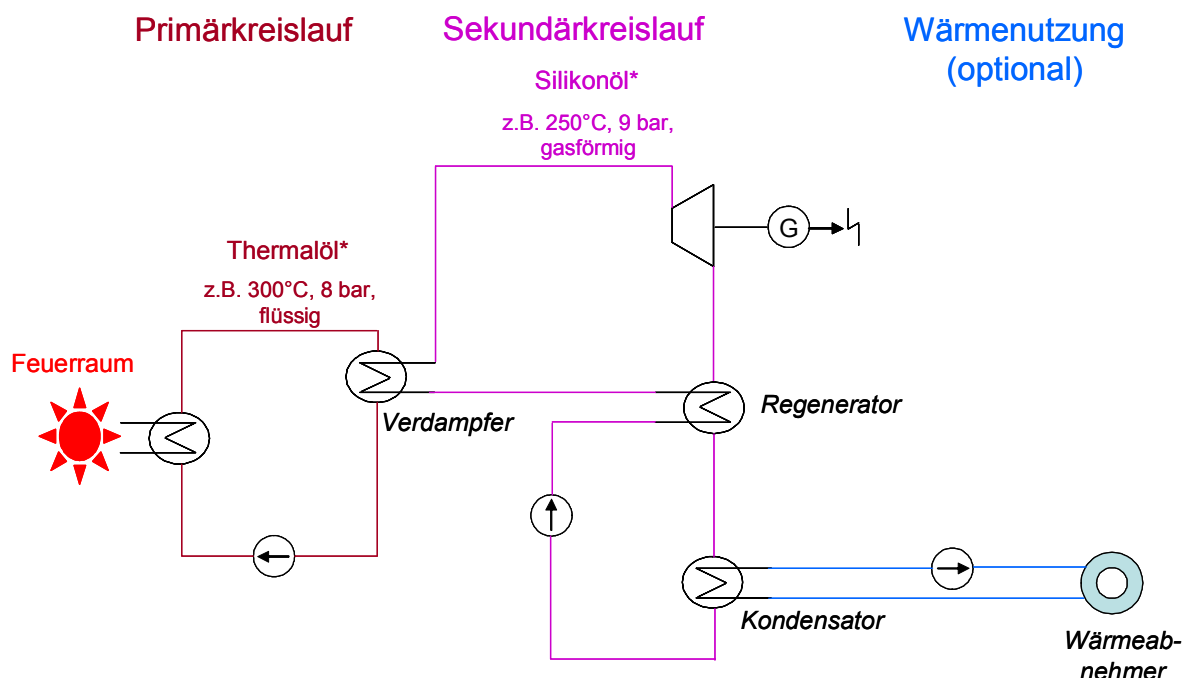


Abb. 4.7-1: Arbeitsweise des ORC-Prozesses mit beispielhaften Betriebsdaten

*: *Spezialderivate der genannten Öle*

Vorteile sind: • Technische Ausführungen für niedrige thermische und mechanische Beanspruchungen möglich, • Verzicht auf Kesselwärter erlaubt, • Nutzung von Restwärme kann attraktiv sein.

Als **Nachteile** sind zu nennen: • Abwärme fällt nur als heißes Wasser an, • Geringer elektrischer Wirkungsgrad.

Die relativ niedrigen Investkosten und der einfache Betrieb führten in den letzten Jahren in Deutschland zum kommerziellen Einsatz in Holzheizkraftwerken. Sechs Anlagen [16] (Stand Februar 2007) arbeiten mit dem ORC-Modul. Erste veröffentlichte Betriebserfahrungen berichten von einer hohen Verfügbarkeit schon im ersten Betriebsjahr [17].

Da die Anlagen sehr neu sind, gibt es kaum statistische Daten. Die aus verschiedenen Quellen stammenden Invest- und Betriebswerte unterliegen der Vertraulichkeit. Daher erfolgt im Rahmen dieser Arbeit nur eine anonymisierende Einbindung in das Kap. 6.1.

4.8 Stirlingmotoren

Das Prinzip des Stirling-Motors ist alt: Schon 1816 meldete Robert Stirling ein Patent auf seine Maschine und den zugehörigen Regenerator an. Das Arbeitsprinzip zeigt **Abb. 4.8-1**.

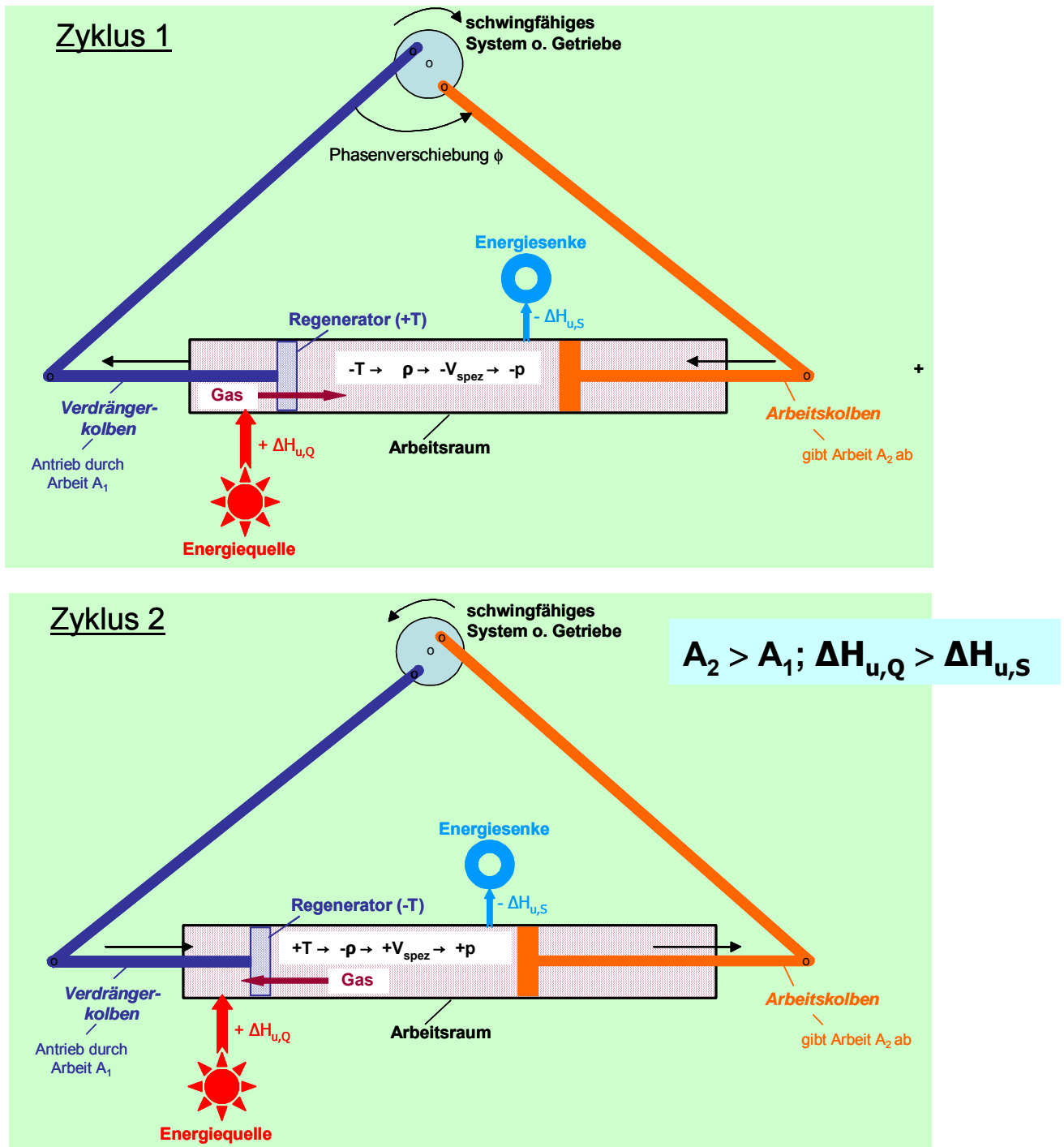


Abb. 4.8-1: Wirkungsweise der Stirlingmaschine (abgeleitet aus [13,18])

Erläuterung: Ein Verdränger- und ein Arbeitskolben sind über Pleuel und Kurbelwelle miteinander verbunden. Alternativ ist als Kopplungssystem ein Getriebe möglich. Der Verdränger läuft dem Arbeitskolben um eine gewisse Phase (meist 90 °) voraus. Das Arbeitsgas befindet sich in einem geschlossenen Arbeitsraum. Die Wärmeerzeugung, meist durch Verbrennung oder Solarenergie, findet in einem separaten Raum statt.

In Zyklus 1 wird der Verdrängerkolben nach links gedrückt. Das Gas dringt durch den Regenerator, erwärmt selbigen und kühlt sich bei der Expansion im Raum zwischen den Kolben weiter ab. Das spezifische Volumen sinkt; der Unterdruck zieht den Arbeitskolben mit einer gewissen Phasenverschiebung ebenfalls nach links.

In Zyklus 2 drückt der Verdrängerkolben das Zwischengas zusammen. Neben dem mechanischen Druck gibt der Regenerator Wärme ab. Der Druck im Zwischenraum steigt und der Arbeitskolben folgt der Bewegung nach rechts, wobei er Arbeit leistet.

Bei der Anwendung des Prinzips sind in den letzten ca 200 Jahren etliche Ausführungen entstanden. Einen Überblick gibt [18].

Die **Attraktivität** des Stirlingmotors resultiert aus dem Umstand, daß Arbeitsraum und Wärmeerzeugung voneinander getrennt sind. Erfolgt die Wärmezufuhr durch Verbrennung, so ist eine breite Palette an flüssigen, gasförmigen und festen Brennstoffen potentiell möglich.

Weitere **Vorteile** sind • Aggregat ist Schwingsarm, • Gutes Teillastverhalten, • Wartungsfreundlichkeit, • Nutzung von Abwärme aus externen Aggregaten möglich.

Anwendungen finden sich v.a. bei Schiffsantrieben und Unterseefahrzeugen bis 250 kW, Modell- und Lehrmotoren und als Kältemaschinen, spez. für Temperaturen niedriger ca -100°C. Besonders zu nennen ist die Fa. *STM Power* (USA), welche seit über 20 Jahren die langjährigen Entwicklungsarbeiten des Philips-Konzerns fortführt und etliche Produkte verkaufen konnte. Für Blockheizkraftwerke bieten die Firmen *Solo Kleinmotoren* (Sindelfingen) und *Whisper Tech* (Neuseeland) seit ca 2002 im kommerziellen Maßstab an. Die Maschinen werden mit fossilen Energien (Gas oder Diesel) befeuert. Entwicklungsarbeiten für Holz laufen. Die BHKWs arbeiten im kleinen Leistungsbereich bis max. 500 kW_{el}.

In den Überlegungen für den Einsatz von Biomassen wird bisher das aschearme Holz bevorzugt. Für andere Stoffe ist die Belagsbildung auf den Wärmetauscherflächen sowie evtl. niedrige Ascheschmelzpunkte beim Vorhandensein mineralischer Bestandteile in den Pflanzen zu beachten. Die Schmelzpunkte könnten durch ein entsprechendes Temperaturregime unter Einkauf eines herabgesetzten Wirkungsgrades in den Griff bekommen werden. Außerdem sind evtl. Chlor-, Schwefel- oder Stickstoff-Frachten mit einer notwendigen Abgasreinigung in die Investrechnung einzubauen.

Für holzfremde Biomassen gibt es z.Z. keinen Markt. Die Ursache liegt in dem Umstand, daß einer hohen Verbreitung der Technologie selbst bei einfachen Brennstoffen noch Dichtungs- und Materialprobleme entgegenstehen. So erfordert der Einsatz größerer Aggregate mit hohem Wirkungsgrad ein druckführendes Arbeitsgas, welches nicht entweichen darf. Gleichzeitig darf aber auch kein Schmieröl in den Arbeitsraum gelangen. Außerdem sind die Anforderungen an die Materialien, speziell auf der Seite der Wärmetauscher hoch: Ein hoher Wärmedurchgangskoeffizient muß vorliegen, hohe Verbrennungstemperaturen ausgehalten werden ebenso wie hoher Druck bei größeren Aggregaten. Wird mit Wasserstoff als Arbeitsmedium gearbeitet (Ursache: Liefert die besten Ergebnisse), kommt die Anfälligkeit vieler Stähle für die

Wasserstoffspädigkeit hinzu. Die Aufgabenstellungen sind beherschar; aber nur unter entsprechendem Kostenaufwand für groÙe Wärmetauscher, teure Materialien und komplexe Dichtungssysteme.

Festbrennstoffe mit Aschegehalten über 1 Gew.-% führen zu weiteren Kosten bzw. geringeren Wirkungsgraden (s.o.).

Da z.Z. kein kommerzieller Einsatz von Stirlingmotoren bei der thermischen Biomassenutzung existiert, war im Rahmen dieser Arbeit keine Erfassung statistischer Daten möglich. Die Technologie wird daher in den folgenden Kapiteln nicht weiter behandelt.

4.9 Gasturbinen

Der GasturbinenprozeÙ besteht aus den drei Hauptkomponenten Verdichter, Brennkammer und Turbosatz (s. **Abb. 4.9-1**).

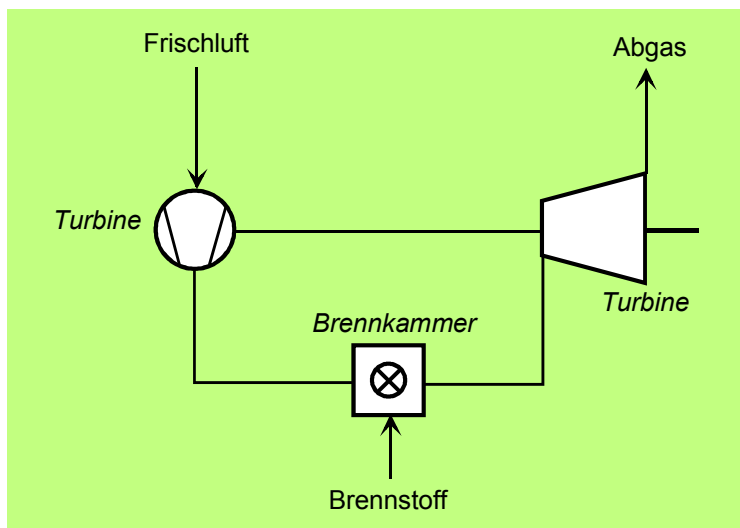


Abb. 4.9-1: Grundfließbild des Gasturbinenprozesses [14]

Im Verdichter wird Frischluft unter Einsatz von elektrischer Energie verdichtet. In der Turbine wird die zugeführte Energie durch Expansion wieder abgegeben. Einen Stromgewinn erhält man durch die Überhitzung der Luft in der Brennkammer mittels der zugeführten chemischen Energie eines Brennstoffes.

Die Unterschiede zum Dampfprozess sind:

1. Offener ProzeÙ
2. HeiÙe Gase gehen direkt auf die Turbine.
3. Gaseintrittstemperatur liegt i.d.R. bei über 1000 °C.
4. Schnelles An- und Abfahren der Anlagen möglich (→ *Einsatz im Spitzenlastbereich*).

Ähnlich wie beim DampfkraftprozeÙ lassen sich durch technische Maßnahmen wie innerer Wärmetausch, Zwischenkühlung und Zwischenüberhitzung Verbesserungen des Wirkungsgrades erzielen. Thermodynamisch richten sich die Maßnahmen nach dem Joule-ProzeÙ. Trotzdem erreichen ausgeführte Anlagen selbst bei guter Abstimmung zwischen Turbine und Verdichter selten Wirkungsgrade von über 35 %.

Um den Vorteil der hohen Gaseintrittstemperatur nutzen zu können sowie zum Schutz der Turbine hat der Brennstoff sehr sauber zu sein. Für Biomassen ist eine aufwendige Gasreinigung erforderlich. Der Einsatz der Gasturbinentechnik dürfte folglich aus kommerziellen Gründen ausgeschlossen sein.

4.10 Mikrogasturbine

Mikrogasturbinen sind kleine Hochgeschwindigkeitssysteme zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung [19]. Der mit ihnen verbundene Generator läuft bei Drehzahlen zwischen 40.000 und 120.000 U/min [20]. Den Aufbau des Systems zeigt **Abb. 4.10-1**.

Der elektrische Wirkungsgrad liegt im Bereich von 25 bis 30 %. Da durch den Turbosatz Wärme auskoppelbar ist, kann der Gesamtwirkungsgrad bei 85 % liegen, wenn ein Wärmeabnehmer vorhanden ist.

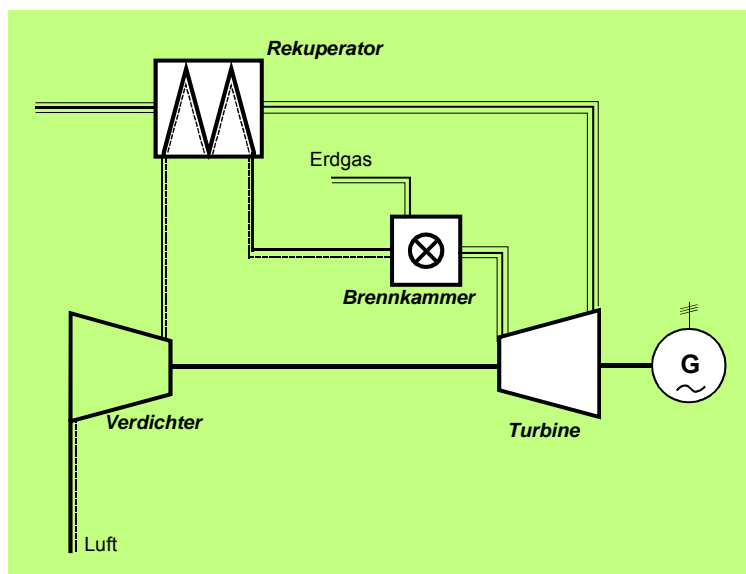


Abb. 4.10-1: Aufbau einer Mikrogasturbine [19]

Es sind verschiedene Hersteller am Markt vertreten. Die Leistungsgröße liegt zwischen 25 und 120 kW_{el} [19]. Die Technologie ist im kommerziellen Maßstab sehr jung. Die installierten Anlagen arbeiten zuverlässig. Anwendungen hinsichtlich des Einsatzes von gereinigtem Biogas sind zu erwarten. Anderen Brennstoffen steht die Anforderung der Turbine an ein sehr reines Gas entgegen. Die notwendige Abgasreinigung würde die Technik angesichts der Dezentralität in die Unwirtschaftlichkeit treiben.

5. Betriebswirtschaftliche Berechnungsmöglichkeiten

5.1 Allgemein

Betriebswirtschaftliche Kalkulationen von großen industriellen Investitionen wurden seit Jahrzehnten systematisch entwickelt. Gerade die chemische Industrie mit ihrem hohen Investbedarf, den relativ kurzen und immer weiter sinkenden Produktlebensdauern, dem hohen Produktspektrum der Branche und der Verpflichtung der stetigen Innovation legte viel Wert auf eine wissenschaftliche Entwicklung von Kalkulationsmethoden als Grundlage für Investitionsentscheidungen [21].

Der Erfolg einer betriebswirtschaftlichen Abschätzung hängt im wesentlichen von zwei Faktoren ab: **1. Verfügbarkeit und Sicherheit der Daten hinsichtlich Technik und Kosten** sowie **2. Aufwand in die Kalkulation**.

Neben Methoden zur reinen Investabschätzung (z.B. Umschlagkoeffizient des Anlagenkapitals, spez. Kapitalbedarfzahlen, 6/10-Regel oder allgemeine Beziehung) existieren verschiedene Verfahren zur Beurteilung der Gesamtwirtschaftlichkeit, welche sich in die beiden Gruppen *Statische* und *Dynamische Methoden* aufteilen lassen. Hauptziel ist die Gewinnung von Aussagen zur Verzinsung des eingesetzten Kapitals, zur Länge der Amortisationszeit und zur Höhe der Gesamtkosten.

Bei Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse ist zu beachten, daß die Erfahrungsdaten aus Feuerungsanlagen mit fossilen Brennstoffen kaum zu verwenden sind. Ursache: Die Investitions- und Betreuungskosten der Biomasseanlagen sind i.d.R. wesentlich höher. Folglich reicht es nicht, aufbauend auf den Kosten einer traditionellen Festbrennstoff-Feuerung auf den anderen Heizwert einer Biomasse X umzurechnen (→ **Energieäquivalenzpreis**), sondern man muß zumindest eine vollständige Kostenvergleichsrechnung (s.u.) durchführen, um äquivalente Energiegestehungskosten zu ermitteln (→ **Gleichgewichtspreis**) [22].

5.2 Statische Methoden

Statische Methoden sind wegen ihrer Einfachheit in der Phase der Konzeptplanung sehr beliebt. Erfasst werden alle Kosten und Erlöse und für ein Jahr (Preisbasis z.B. das Inbetriebnahmejahr) zusammengestellt. Es wird davon ausgegangen, daß das Ergebnis über die gesamte Betriebszeit reproduzierbar ist.

Verschiedene Methoden sind verbreitet [23]:

- 1. Kostenvergleichsrechnung:** Zusammengetragen werden alle fixen und variablen Kosten. Nachteile der Methode: Keine Aussage über die Rentabilität; Alternativen müssen die gleichen Erlöse aufweisen, um vergleichbar zu sein.
- 2. Gewinnvergleichsrechnung:** Weitert die Methode 1. aus, da Gewinne errechnet werden. Eine Aussage zur Rentabilität aber kann auch hier nicht getroffen werden.
- 3. Rentabilitätsrechnung (*Return on Investment Method*):** Aus jährlichem Überschuß und dem Kapitaleinsatz wird die Rentabilität errechnet → verbreitete Methode.
- 4. Amortisationsrechnung:** Bestimmt wird der Zeitbedarf bis zum Rückfluß der Investition. Für den Investor trifft die Amortisationszeit eine Aussage zum Risiko des Projektes.

Nachteilig zu bemerken ist, daß Kapitalflüsse nach der Amortisationszeit nicht mehr in die Betrachtung eingehen.

5.3 Dynamische Methoden

Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse sollten eine lange Lebensdauer von wenigstens fünfzehn Jahren haben, um den relativ hohen spezifischen Invest zu rechtfertigen. Einer aussagekräftigen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung hinterliegt ein Terminplan, welcher zeitliche Faktoren wie Bauzeitinsen vor der Inbetriebnahme, Reinvestitionen, die Alterung der Anlage und die unterschiedliche Inflation von Kosten und Erlösen berücksichtigt. Besonders bei Anlagen nach dem EEG ist dieser Punkt von hoher Bedeutung, da der Strompreis gesetzlich konstant festgeschrieben ist, aber alle Kosten in der Regel der Steigerung unterliegen.

Dynamische Methoden machen Kapitalflüsse, welche zu unterschiedlichen Zeitpunkten stattfinden, durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Zeitpunkt vergleichbar. Verschiedene Methoden sollen exemplarisch kurz erläutert werden [23]:

- 1. Barwertmethode (Life-Cycle Costing Method):** Aufgeführt werden alle Kosten über die gesamte angenommene Lebensdauer der Anlage. Wie ihr Äquivalent bei den statischen Verfahren trifft die Barwertmethode keine Aussage zur Rentabilität.
- 2. Kapitalwertmethode:** Aufgeführt werden alle jährlichen Kosten und Erlöse plus der Reinvestitionen. Die Anlage besitzt am Ende der angenommenen Lebensdauer einen Restbuchwert. Zusammen mit der Anfangsinvestition sowie dem kalkulatorischen Zinssatz ergibt sich der Kapitalwert der Anlage. Ein negativer Wert weist auf einen unwirtschaftlichen Betrieb hin.
- 3. Interne Zinsfuß-Methode:** Der Interne Zinsfuß gibt die Verzinsung des eingesetzten Kapitals am Ende der angenommenen Lebensdauer an. Er berücksichtigt alle jährlichen Kosten und Erlöse sowie die Reinvestitionen. Stimmt der Wert mit dem kalkulatorischen Zinssatz überein, errechnet sich der Kapitalwert des Vorhabens zu Null. Zur Sicherung des unternehmerischen Risikos sollte der Interne Zinsfuß deutlich über dem kalkulatorischen Zinssatz liegen.
- 4. Annuitätenmethode:** Die Einzelgröße *Kapitalwert* wird durch eine Zahlungsreihe mit betragsmäßig konstanten Gliedern dargestellt. Man erhält so einen Wert für den durchschnittlichen jährlichen Kapitalfluß. Die Aussagekraft beider Verfahren ist gleich. Keine Aussage wird gemacht über die erreichte Kapitalverzinsung.
- 5. Amortisationsrechnung:** Wie der äquivalente Part auf der statischen Seite errechnet die dynamische Methode die Zeit für die Rückzahlung des eingesetzten Kapitals. Berücksichtigt werden aber auch Reinvestitionen und deren realer Wert.

6. Ergebnisse

6.1 Holzheiz(kraft)werke auf Verbrennungsbasis

Es wurden insgesamt 78 Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 8 MW_{el} angeschrieben. Die Adressen entstammten Sammlungen wie [24, 25]. Sieben Anschreiben kamen wegen unbekannter Adressen zurück; zwei Adressaten hatten ihre Anlagen stillgelegt, zwei Betreiber teilten mit, daß sie zu keinen Auskünften bereit seien. Eine schriftliche Auskunft erfolgte nur von einem Stadtwerk. Ein anderes Heizkraftwerk war zu einem Interview bereit.

Die Resonanz von Institutionen, welche mit der ORC-Technologie befaßt sind, war wesentlich besser. Obwohl nur eine geringe Anzahl von Anlagen bis jetzt betriebsbereit ist, waren drei Institutionen zu mündlichen Auskünften bereit.

In telephonischen Nachfragen stellte sich heraus, daß der Brennstoffpreis den meisten Anlagen Sorge bereitet. In einem Fall war ein Gartenbaubetrieb in die Betreiberschaft eingebunden, was eine gewisse Preisstabilität sicherstellt. In den meisten anderen Fällen beruhte die ursprüngliche Kalkulation auf wesentlich geringeren Preisen für das Holz als sich jetzt in der Praxis einstellt. Eine Weitergabe der Kosten an die Kunden in Form eines höheren Wärmepreises ist prinzipiell denkbar, aber schwierig machbar. In den neuen Bundesländern z.B. stehen den alten Kraftwerken drei erschwerende Umstände entgegen:

1. staatlich geförderte Sanierungsmaßnahmen der Häuser mit Wärmeeinspareffekt
2. abwandernde Bevölkerung in vielen Gegenden
3. stillgelegte Industrieunternehmen.

Für die Datensammlung und -auswertung wurde schwerpunktmäßig auf Werte aus der Literatur [z.B. 26, 27, 28] sowie vertraulich mitgeteilte Studien zurückgegriffen.

Die Ergebnisse sind recht uneinheitlich. So ist bei den Investkosten eine hohe Bandbreite festzustellen (s. **Abb. 6.1-1**).

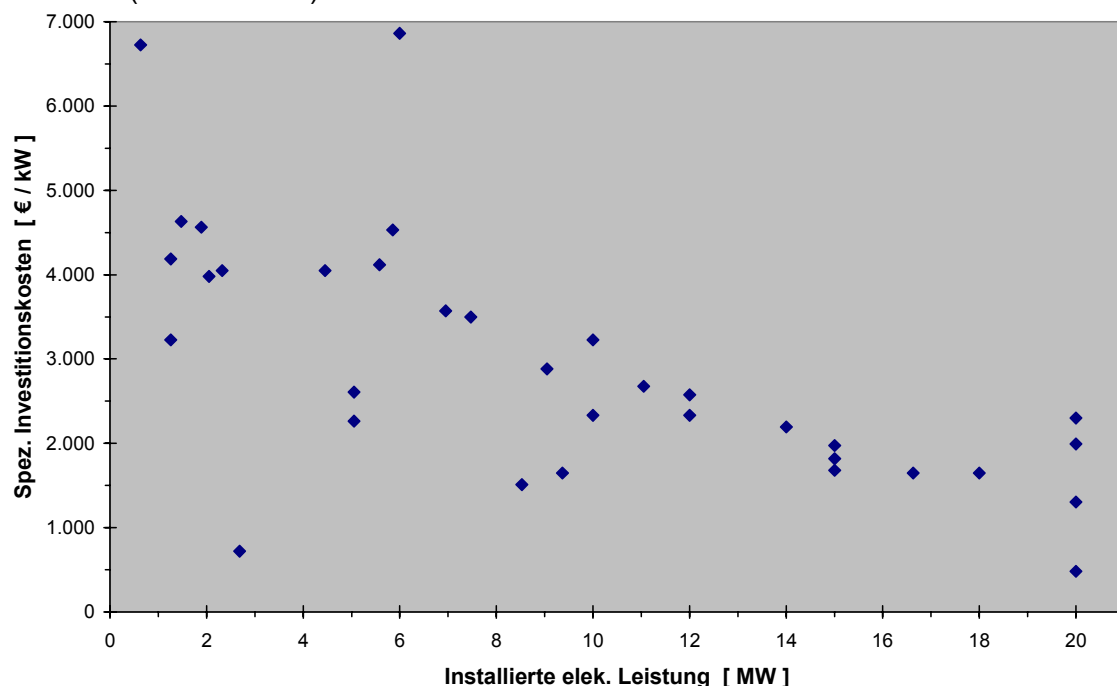


Abb. 6.1-1: Investitionskosten von Holzheizkraftwerken

Generell ist eine deutliche Abschwächung des Investes mit zunehmender Anlagengröße zu sehen.

Als Bezugsgröße für die Anlagengröße wird in vielen Veröffentlichungen die installierte elektrische Leistung herangezogen. Ist diese pragmatische Betrachtung aber richtig? Zu berücksichtigen ist, daß die Holz-Kraftwerke im Gegensatz zu traditionellen fossilen Stromerzeugern dezentrale Anlagen sind und Wärme liefern können. Die hohe Schwankungsbreite ist u.a. darauf zurückzuführen, daß in einigen Fällen Investitionen in das Wärmenetz enthalten sind. Für viele Anlagen ist die Versorgung von Kommunen oder Industriebetrieben sogar das primäre Geschäftsfeld. Da die Investkosten von der technischen Gesamtgröße abhängen, erfolgte eine Darstellung des Zusammenhangs von Feuerungswärmeleistung und elektrischer Produktion (s. **Abb. 6.1-2**).

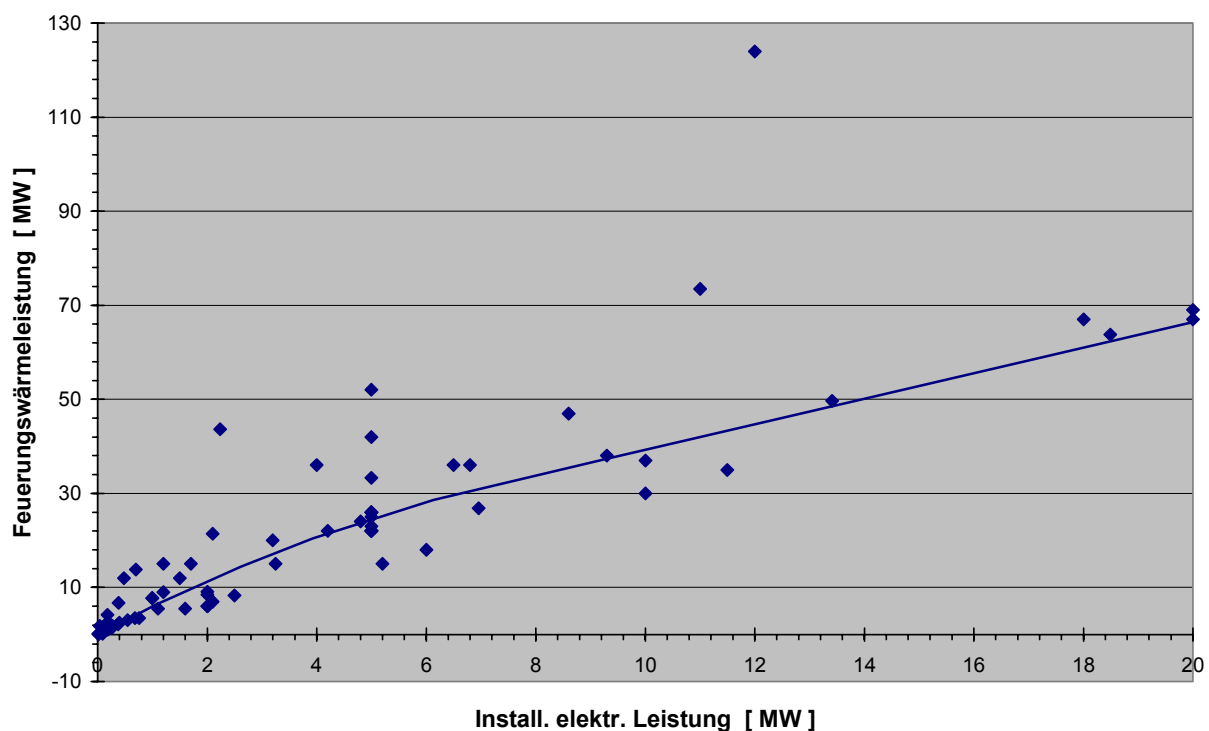


Abb. 6.1-2: Statistischer Zusammenhang zwischen install. elektr. Leistung und Feuerungswärmeleistung

Anmerk.: Es wäre möglich, die Kurve als Gerade vom Nullpunkt zum Maximum bei 20 MW_{el} durchzuziehen. Alle Daten, welche darüber liegen, wäre Anlagen mit hoher Wärmeeinnahme. Da Kessel im niedrigen Leistungsbereich aber i.d.R. nur elektrische Wirkungsgrade im Bereich 25 % haben, was auf ca 29 % bei 20 MW_{el} ansteigt (Ausnahme: z.B. Wirbelschichtfeuerungen mit Fließbett), werden einige Datenpunkte als technisch unglaublich angesehen und eine degressive Ausgleichsfunktion angesetzt)

Wie zu ersehen ist, liegen einige Anlagen auf der Ausgleichskurve; aber etliche gerade unterhalb von 20 MW_{el} darüber. Leichte Abweichungen entstehen durch den Umstand, daß mit anderen Kesselwirkungsgraden gerechnet wird; hohe Abweichungen durch die Nutzung von Wärme bei verminderter elektrischer Ausbeute. Die aus Befragungen erzielten Investitionskosten, bezogen auf die elektrische Leistung, für eine Vorab-Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu verwenden, erscheint also sehr riskant.

Eine Auswertung der Investitionen von Biomassekesseln, bezogen auf die Feuerungs-wärmeleistung, ist in [3, S. 44] zu finden. Als Richtformel wird für Biomassekessel bis zu einer Größe von 15 MW_{therm} empfohlen:

$$BMK_{Inv} = 1.77,1 * X^{0,774} \text{ [€]}$$

BMK_{Inv} = Investition Biomassekessel [€]

X = Leistungsgröße in kW bezogen auf Leistung Biomassekessel

(Anmerk.: Preisstand beruht auf Auswertungen der Jahre 1993 bis 2002)

Die Werte liegen beträchtlich unter den Investkostenerfassungen o.g. Graphiken. Vermutlich wird dieses ausgelöst durch den Umstand, daß die Anlagen nur der Wärmeerzeugung dienen.

Eine Vergleichbarkeit der Daten der Abb. 6.1-2 könnte erzielt werden, wenn die Anlagen in Baugruppen aufgeschlüsselt werden. Aufgrund des Umstandes, daß auf den detaillierten Fragenkatalog nur eine sehr geringe Resonanz kam, ist eine statistisch abgesicherte Auswertung schwierig. Trotzdem zeigt **Abb. 6.1-3**, daß bei zu ermittelnden Kostenstrukturen der Holzheizkraftwerke eine hohe Ähnlichkeit bestand.

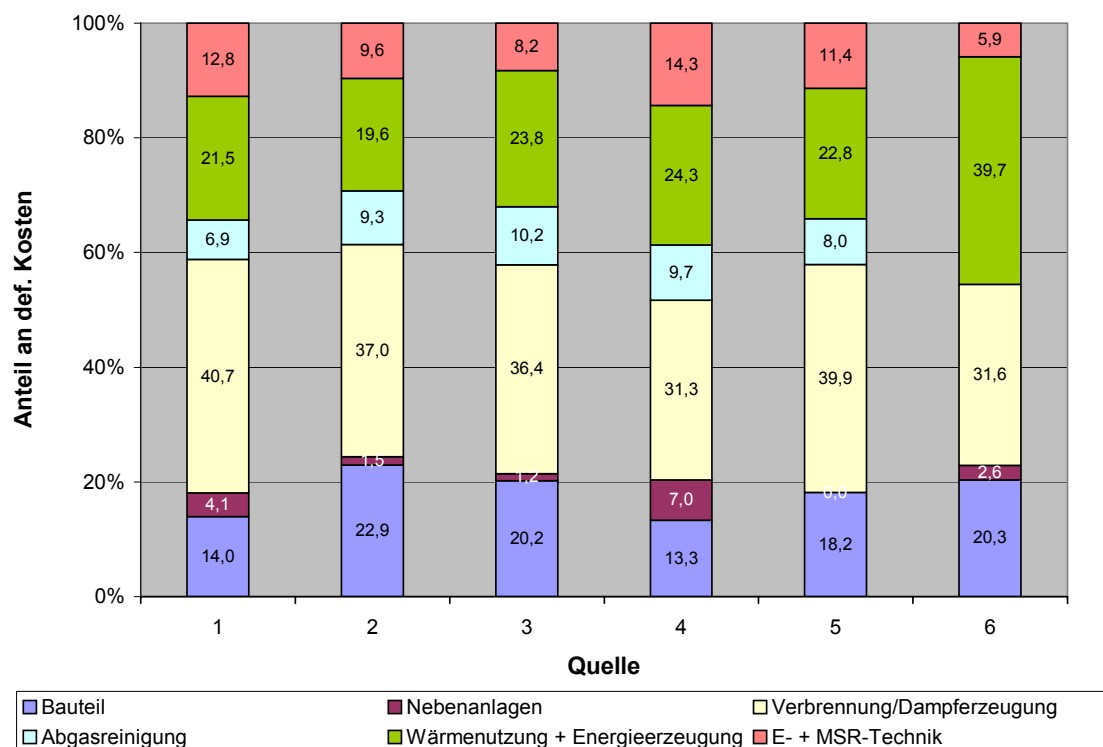


Abb. 6.1-3: Investkostenstruktur verschiedener Holzheizkraftwerke

- Bem.:**
- Quellen 1 bis 4 besitzen eine Abgasreinigung nach 17. BImSchV; Anlage 6 nur eine Entstaubung. Der Zyklon ist der *Verbrennung/Dampferzeugung* zugeordnet.
 - Bei Quelle 6 ist unter *Wärmenutzung + Energieerzeugung* ein Gasbrenner für die Fernwärmeversorgung sowie ein ORC-Modul enthalten.
 - Unter *Nebenanlagen* werden Aggregate wie Zerkleinerer, Druckluftversorgung, Notstromdiesel verstanden

- Quelle 5 ist ein Erfahrungsbericht [29]. Das Papier macht keine Angaben für die Nebenanlagen.
- Quellen 1 bis 4 dienen vornehmlich der Stromerzeugung; Quelle 5 und 6 beziehen sich auf KWK-Anlagen.

Bei der Auswertung war es notwendig, Faktoren wie die Planungs- und Genehmigungskosten aus der Betrachtung herauszunehmen, da in den Unterlagen ein beträchtlicher Unterschied zwischen den Zahlen von Anlagenbauern sowie den Bauherren bestand. Verständlich dadurch, da der Anlagenbauer nicht die Aufwendungen für Umweltverträglichkeitsuntersuchung, Gebühren, Bauoberleitung etc. zu tragen hat. Auch Grundstückskosten, Standorterschließung, Netzanschluß, Unvorhergesehenes u.ä. Bauherrenkosten müssen außer acht gelassen werden, um die Angaben vergleichbar zu machen. Außerdem sind Vorrichtungen zur Wärmeverteilung in den Darstellungen nicht enthalten.

6.2 Biogasanlagen

Für Biogasanlagen existiert eine umfangreiche Literatur; auch mit Betriebsberichten bzw. deren Auswertung.

Eine Datenerhebung bei Anlagenbetreibern schloß die FAL im Jahre 2005 ab [2]. Im Bericht sind umfangreiche technische und betriebswirtschaftliche Erfahrungen analysiert. An dieser Stelle soll keine Wiederholung gegeben werden; sondern nur eine Zusammenfassung wesentlicher Punkte des Kapitels zur Wirtschaftlichkeit erfolgen (Anmerkung: Die Aussagen gelten für untersuchte Anlagen bis zu einer Maximalgröße von 800 kW_{el}):

- Verteilung der Investkosten: 45 % Bauteil; 55 % Maschinentechnik
- Kostendegression zugunsten großer Anlagen nur schwach ausgeprägt. Bei einstufigen Fermentern war überhaupt keine Degression festzustellen; mehrstufige werden im spez. Invest mit zunehmender Anlagengröße günstiger. Überraschenderweise war der Unterschied im spez. Invest (bezogen auf das Arbeitsvolumen des Fermenters) zwischen ein- und mehrstufigen Anlagen nicht sehr ausgeprägt.
- Die Kosten der MSR-Technik lagen größtenteils zwischen 0 bis 4 % des Gesamtinvestes. Dies liegt wesentlich unter anderen Branchen. Erst ab 320 kW_{el} ist eine Steuerung und Regelung überhaupt bei allen Anlagen vorhanden.
- Fixkosten nehmen einen größeren Teil an den Gesamtkosten ein als die Betriebs-Kosten.
- Personalaufwand wird von den Betreibern sehr unterschiedlich angesetzt.
- Zusammensetzung der Betriebskosten sehr heterogen. Hängt stark von der BHKW-Technik (Zündöl oder Gas), Substrat und Reparaturaufwand ab.
- Kosten für das Zündöl sind in den Anlagen mit entsprechendem Motor erheblich. Sie lagen bei 5 bis 48 % der Betriebskosten im Erhebungszeitraum.
- Die Stromkosten für den Eigenbedarf sind stark schwankend. Bei ca 40 % der Anlagen sind sie nicht feststellbar, da die benötigte elektrische Energie vor dem Stromzähler abgezogen wird.
- Wartungsverträge existieren nur für ca 40 % der Anlagen. Der finanzielle Umfang ist gering.
- Dominierender Faktor bei den Betriebskosten vieler Anlagen sind die Kosten für den Nawaro-Anbau bzw. den Einkauf externer Substrate.
- 40 % der Anlagen haben Stromgestehungskosten von 8 bis 10 ct/kWh. 35 % der Betreiber arbeiten zwischen 10 und 13 ct/kWh. Damit bewegt sich ein großer Anteil der Firmen oberhalb der Vergütung des alten EEG (Anmerk.: 10,3 ct/kWh) → Zusatzeinnahmen oder Kostenersparnis an anderen Teilen des landwirtschaftlichen Unternehmens durch den Betrieb der Biogasanlage notwendig.
- Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit zeigt, daß die verkaufte Strommenge die Rendite steuert. Diese hängt sehr stark von der Verfügbarkeit der Anlage auf Nennlast ab. Hinzu kommt noch ein technischer Effekt: Viele Anlagen nutzen die installierte elektrische Leistungsfähigkeit nur unvollständig aus (s. **Abb. 6.2-1**).

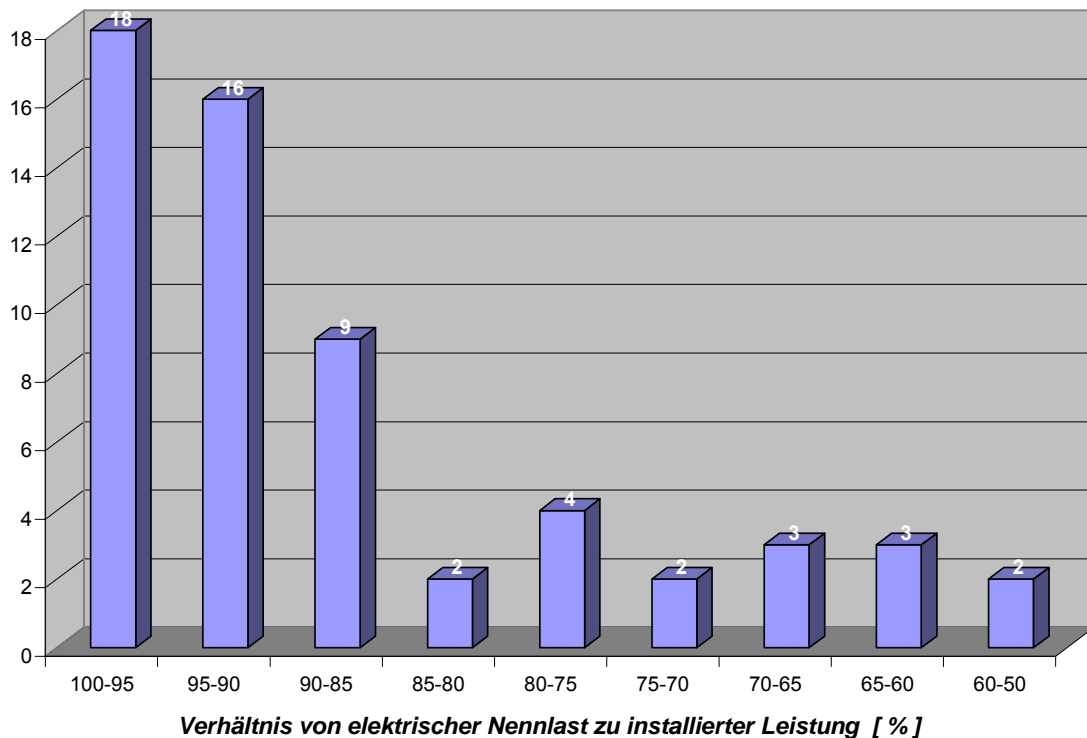


Abb. 6.2-1: Ausnutzung der installierten elektrischen Leistung

- Die Abhängigkeit von der verkauften Strommenge gilt besonders für die Nawaro-Anlagen. Die Befragung zeigte, daß erst ab einer Auslastung von mindestens 74 % überhaupt die Gewinnzone erreicht wurde.
- Nur 46 % der untersuchten Anlagen können als wirtschaftlich bezeichnet werden → *Genaue Planung vor der Inbetriebnahme, ein geschulter Anlagenbetreiber (bzw. seine ausführenden Angestellten) und eine preislich gesicherte Substratlieferung sehr ratsam.*
- Der Bericht zeigt auf, daß eine Überarbeitung des EEG zu der Fassung vom 21.07.2004 richtig war, um den Landwirten den Betrieb von Biogasanlagen besonders aus Nawaro attraktiv zu machen.

Das Biogas-Messprogramm stellt Grundzüge der finanziellen Gegebenheiten dar. Dynamische Effekte sowie eine Betrachtung der Verzinsung des eingesetzten Kapitals waren nicht gefragt. In Kap. 7 dieser Arbeit erfolgt nun die Nutzung der Datensammlung durch eine Auswertung an einer Modellanlage gemäß statischer betriebswirtschaftlicher Rechnung, Annuitätenmethode gemäß DIN 2067 sowie einer Zinsfußkalkulation.

Wie oben beschrieben, lieferten die Ergebnisse von [2] sehr uneinheitliche Aussagen bezgl. der Invest- und Betriebskosten. In Kap. 7 aber sind allgemeingültige Aussagen zu Wirtschaftlichkeitsrechnungen nach VDI 2067 und vergleichenden Methoden zu treffen. Wie kann man die Daten sinnvoll aufbereiten ?

Im ersten Schritt wurde bei den Betriebskosten zwischen durchsatzab- und unabhängigen Kosten unterschieden. Zündöl, Personal- und Substratkosten zählen zwar zum Betrieb, wurden

aber herausgenommen und stellen eigene Positionen dar. Die spezifischen Kosten werden gegen die elektrische Realleistung aufgetragen.

Die **Abb. 6.2-2 bis -5** zeigen Graphiken der jeweiligen Betriebskostenarten. Wie zu sehen ist, ergeben sich ähnliche Mittelwerte für die durchsatzab- und die durchsatzunabhängigen Kosten sowie das Zündöl, bezogen auf den jeweiligen Gesamtinvest der Anlage.

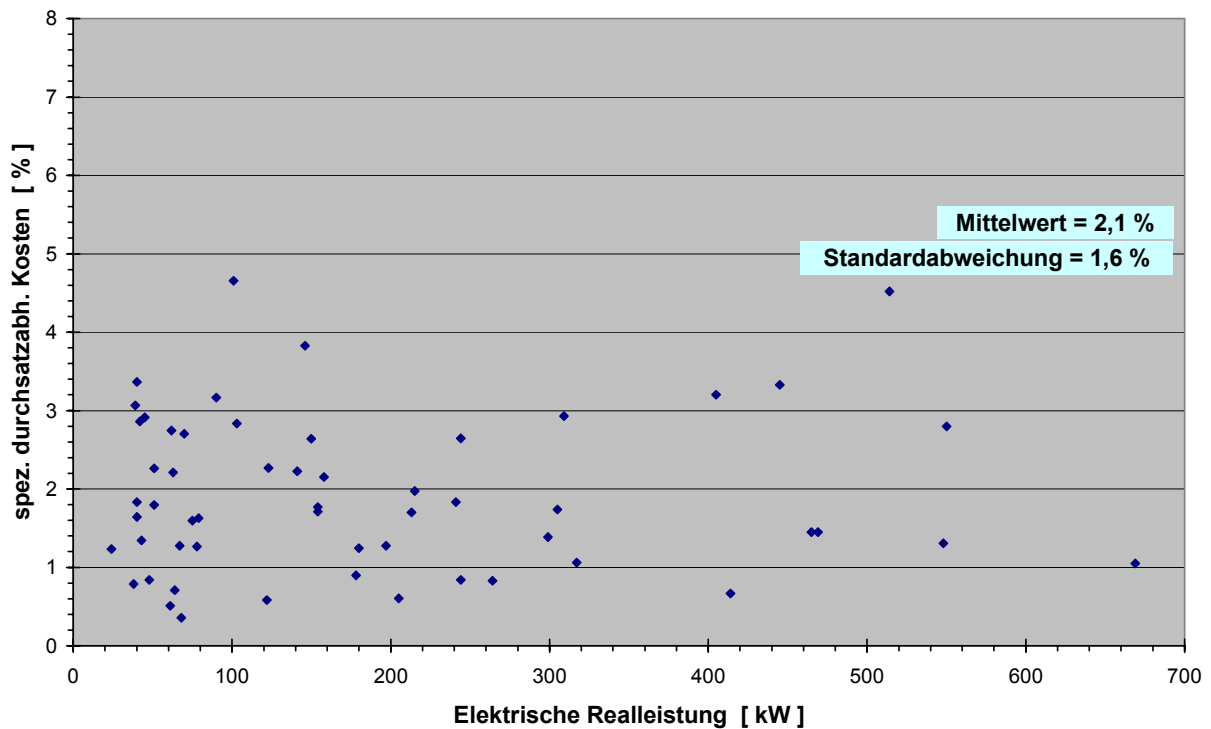


Abb. 6.2-2: Durchsatzabhängige Kosten gegen die Realleistung

Bem.: spez. durchsatzabh. Kosten = jährliche Summe von Verbrauchsmaterial + elektr. Fremdenergie, bezogen auf den Gesamtinvest.

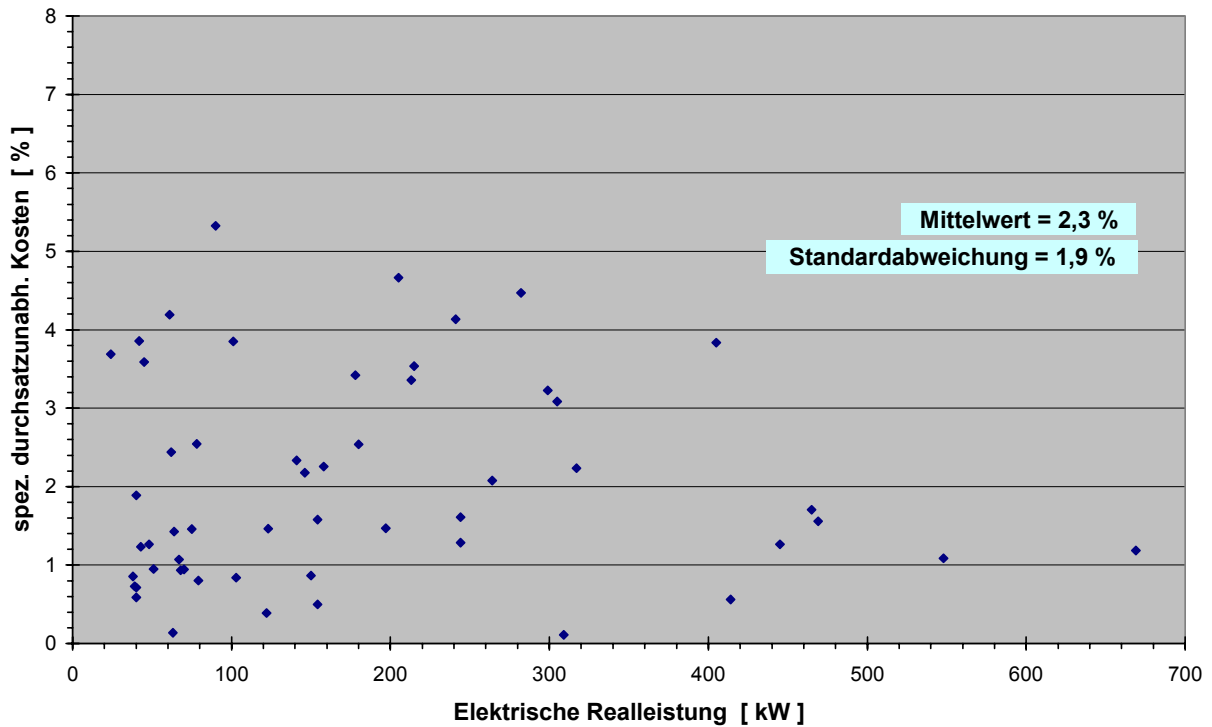


Abb. 6.2-3: Durchsatzunabhängige Kosten gegen die Realleistung

Bem.: spez. durchsatzunabh. Kosten = jährliche Summe aus Versicherung + RWU + Buchführung/Büro, bezogen auf den Gesamtinvest

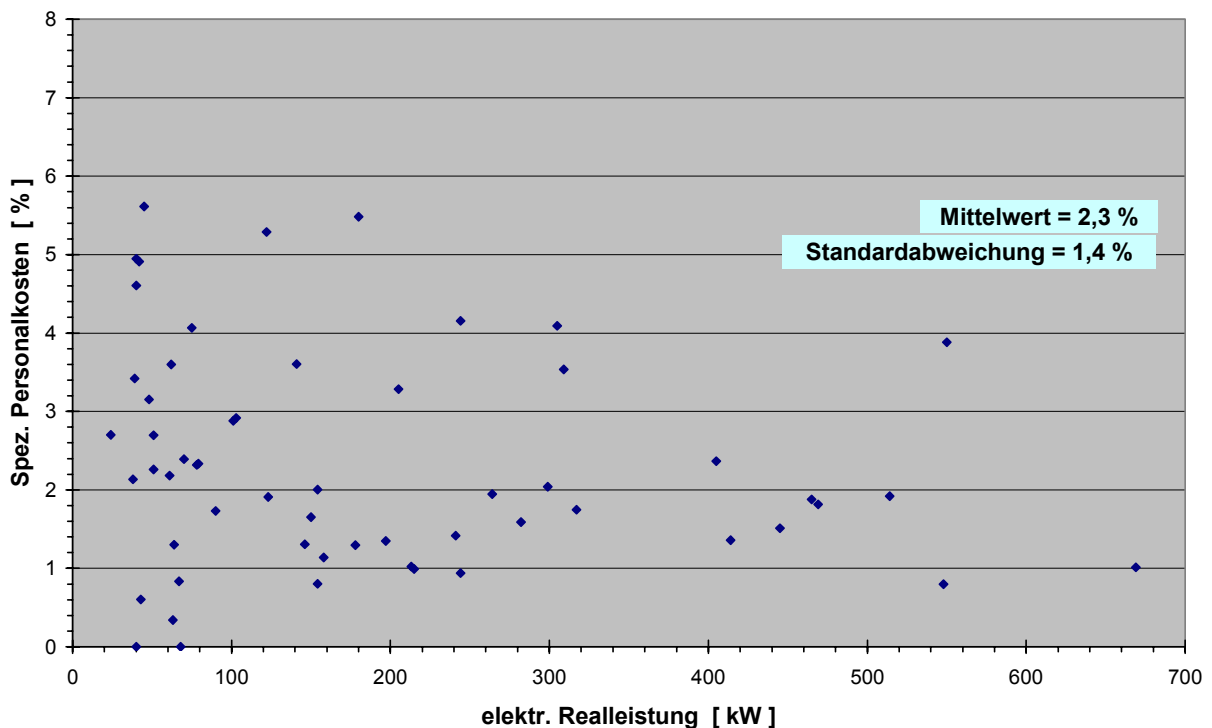


Abb. 6.2-4: Spezifische Personalkosten gegen die Realleistung

Bem.: spez. Personalkosten = jährlicher Personalaufwand bezogen auf den Gesamtinvest

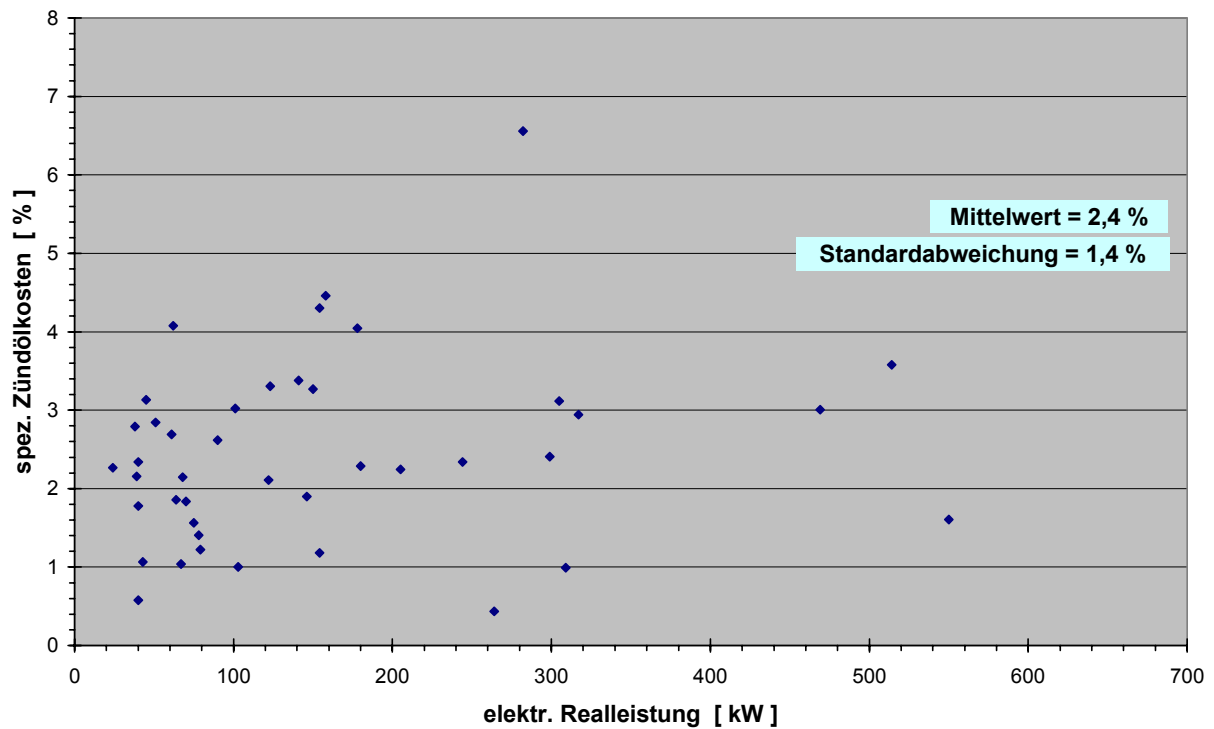


Abb. 6.2-5: Spezifische Zündölkosten gegen die elektrische Realleistung

Bem.: spez. Zündölkosten = jährliche Zündölkosten bezogen auf den Gesamtinvest

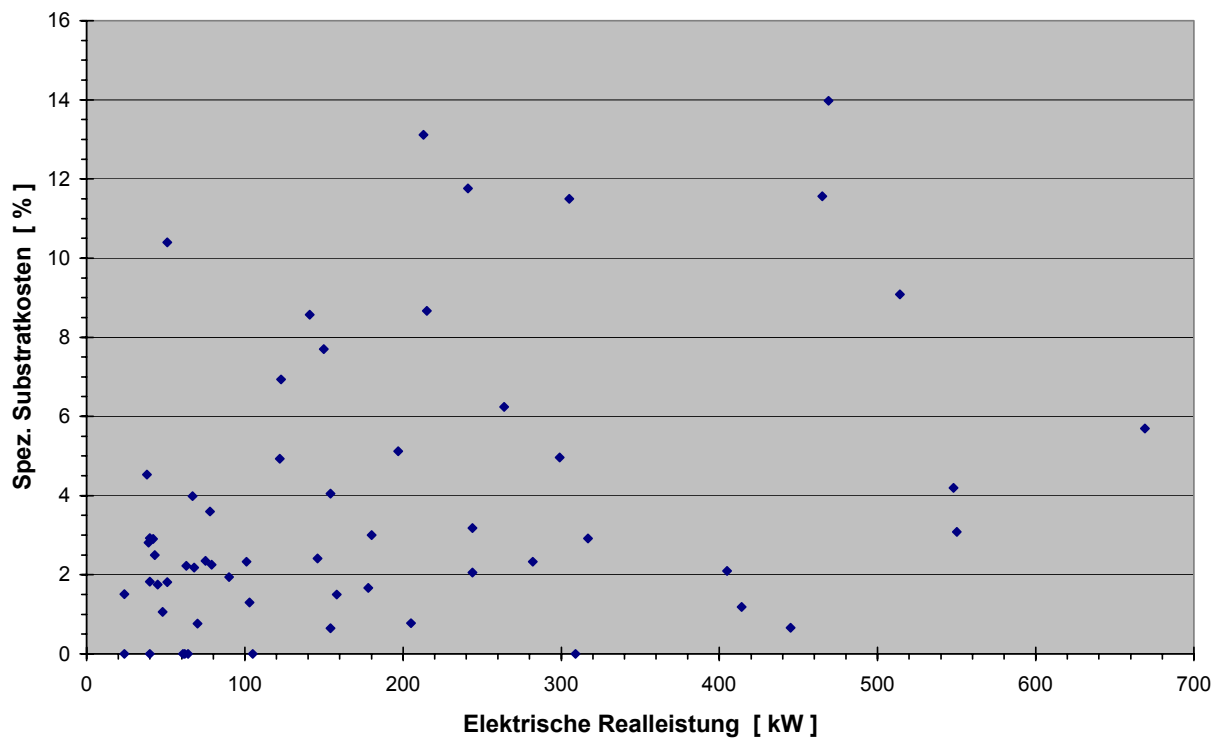


Abb. 6.2-6: Spezifische Substratkosten gegen die elektrische Realleistung

Bem.: spez. Substratkosten = jährliche Substratkosten bezogen auf den Gesamtinvest

Die Substratkosten unterliegen einer außerordentlich starken Schwankung. Bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wird mit einem statistischen Mittelwert von 3,9 % gerechnet.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung hinsichtlich Aufzeigen wesentlicher Zusammenhänge sind neben den Kosten und dem Stromerlös auch sonstige Einnahmen zu betrachten. Dazu zählen ein evtl. Wärmeverkauf oder (was wesentlich häufiger vorkommt) die Ersparnis an fossiler Energie für den Eigenverbrauch (s. **Abb. 6.2.-7**).

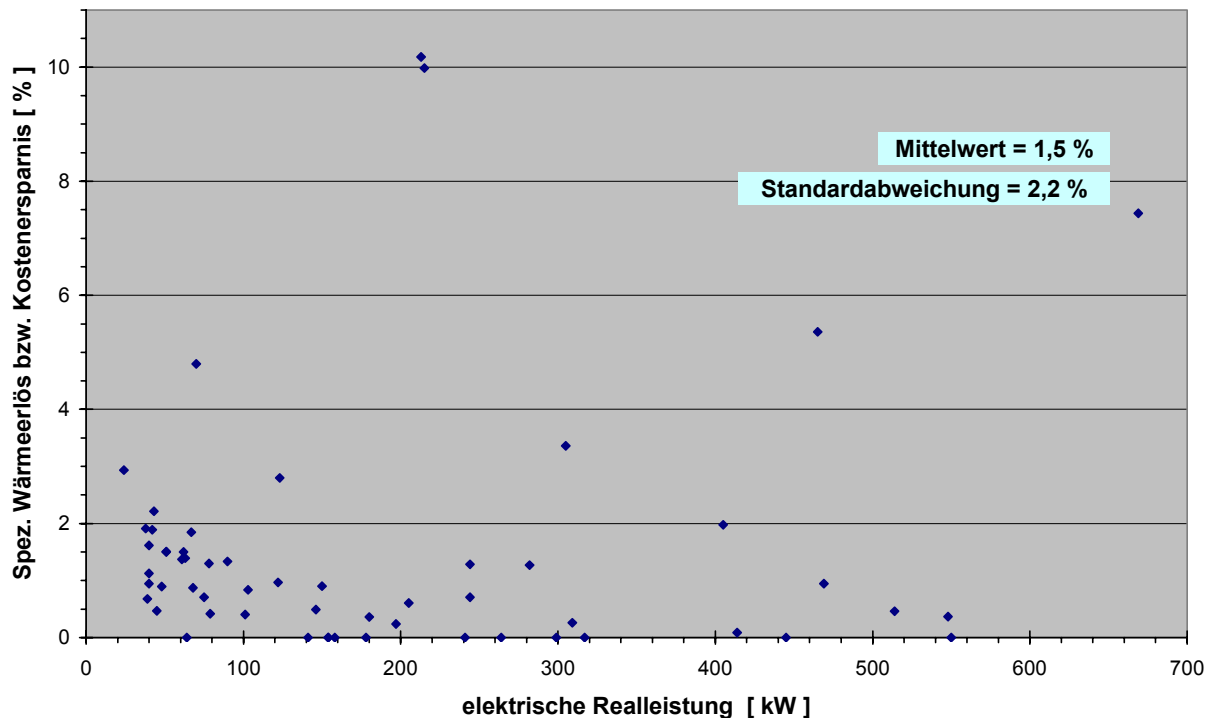


Abb. 6.2-7: Spezifischer Wärmeerlös bzw. Kostenersparnis gegen die Realleistung

Bem.: spez. Wärmeerlös = Summe aus Wärmeverkauf und Heizkostenersparnis bezogen auf den Gesamtinvest und das Jahr

Das Niveau liegt niedriger als in den obigen Kostendarstellungen. Allerdings ist die Standardabweichung hoch. Ursache für den hohen Wert sind einige wenige Anlagen mit einem guten Wärmeerlös. Ohne die drei „Ausreißer“ oberhalb von 7 % läge die Standardabweichung bei 1,1 %.

Viele Biogasanlagen verwenden den Gärrest als Dünger. Er spart somit Kosten (s. **Abb. 6.2-8**)

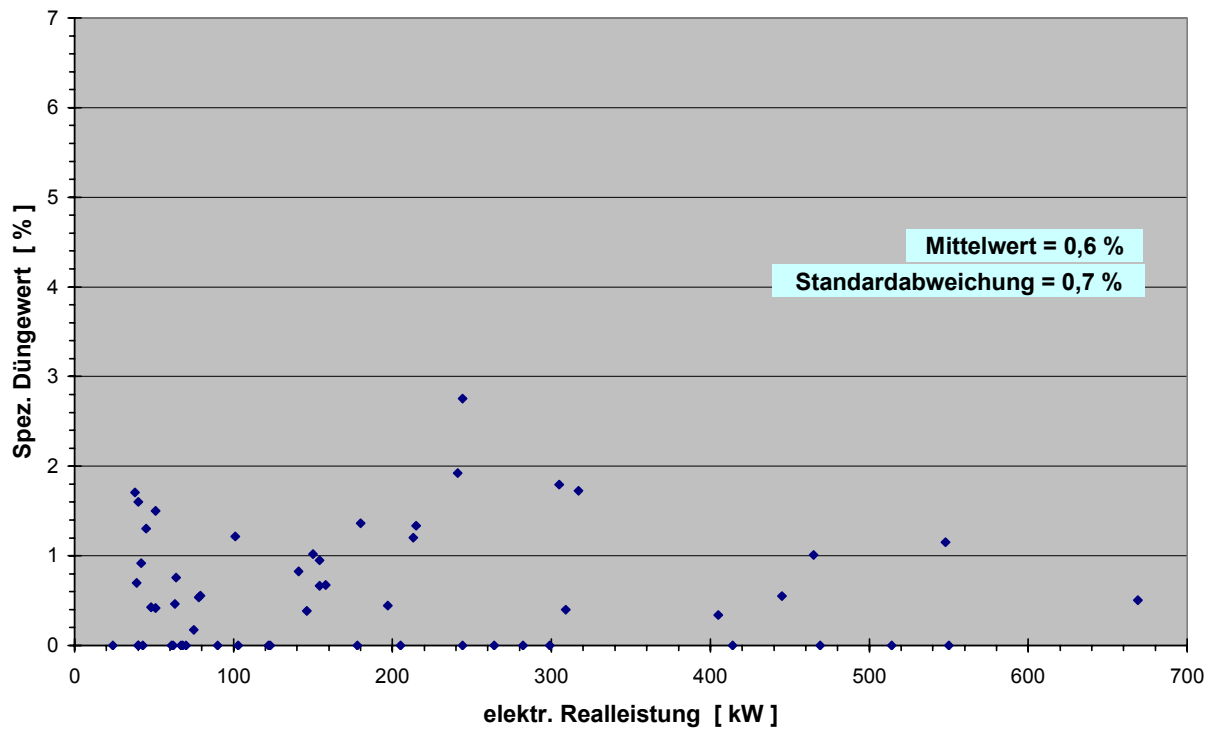


Abb. 6.2-8: Spezifischer Düngewert gegen die Realleistung

Bem.: spez. Düngewert = Düngerkostenersparnis bezogen auf den Gesamtinvest und das Jahr

6.3 Blockheizkraftwerke

Die BHKWs sind für die thermische Biomasseverwertung insofern von Bedeutung, als sie die eigentlich wertschöpfenden Aggregate bei Vergasungs- und Biogasanlagen sind. Es existiert eine Datensammlung der ASUE [12], welche auf einer Befragung der Hersteller beruht. Insgesamt 20 Produzenten mit 277 Modul-Angeboten antworteten. Da sich die Ergebnisse teilweise signifikant von den Betreibern (s. Kap. 6.2) unterscheiden, soll hier eine eigene Darstellung der BHKWs für die Typen *Biogas* und *Rapsöl* erfolgen.

Die spezifischen Investkosten unterliegen einer hohen Degression, zumindest bis zu einer Größenordnung von ca 600 kW_{el} (s. z.B. **Abb. 6.3-1**).

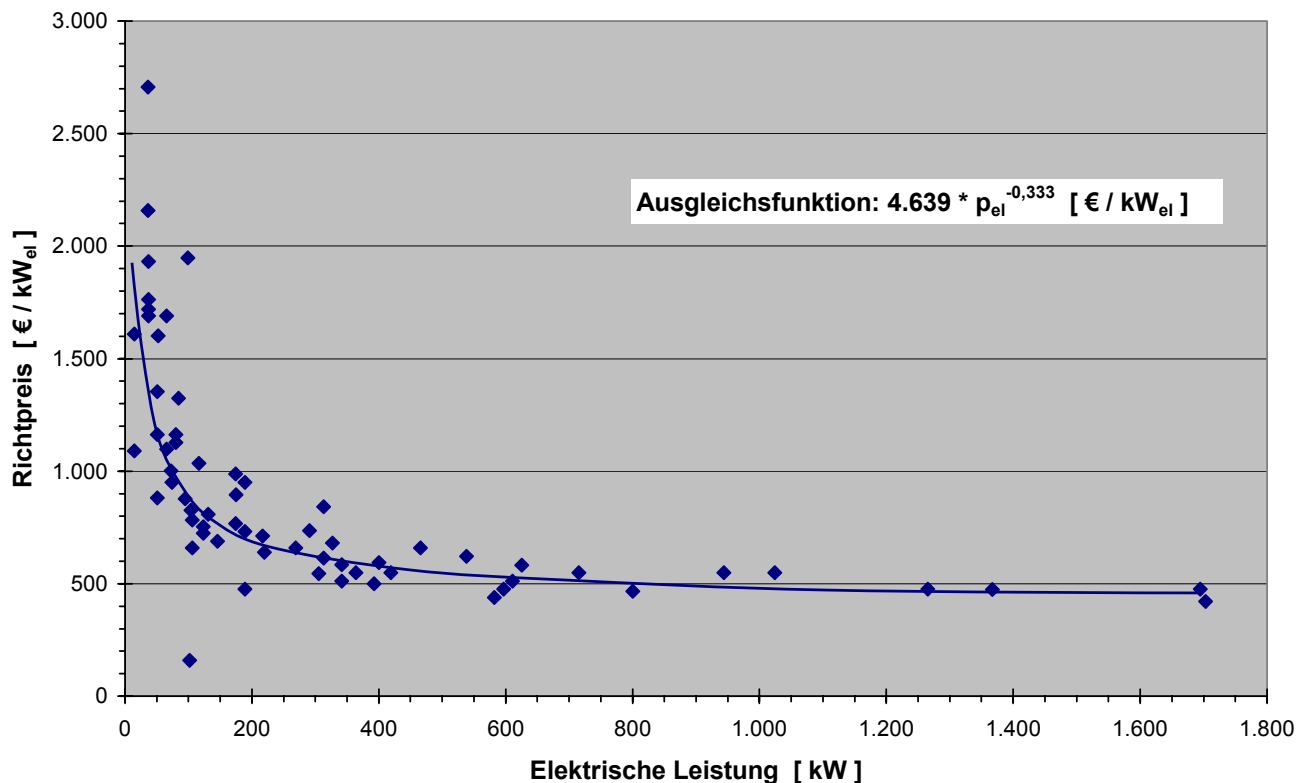


Abb. 6.3-1: Spez. Investkosten als Funktion der elektrischen Leistung. Status: Richtpreise, 11 Anbieter, 86 Module [12]

Für die Instandhaltung existieren verschiedene Formen an Verträgen. Bei den Biogasanlagen war zu sehen, daß die Betreiber sehr unterschiedliche Aufwendungen besitzen und viele versuchen, die Kosten zu minimieren. Die jährlichen Kosten für einen Vollwartungsvertrag können nennenswert sein. Gemäß der Datenerhebung [12] sind sie mit der Ausgleichsfunktion

$$\text{Kosten Vollwartungsvertrag [ct / kW}_{el}] = 4,9406 * p_{el}^{-0,2219}$$

p = installierte elektrische Leistung [kW]

Wie bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zu ersehen sein wird, kann sich der Aufwand aber lohnen, wenn die elektrische jährliche Ausbeute steigt (s. Abb. 7.2.1-2).

In den Wartungskosten nicht enthalten ist der wiederkehrende Aufwand für eine Generalüberholung. Der Zeitraum hängt vom Motorentyp ab (s. Kap. 4.2.4). Die Kosten sind nicht zu vernachlässigen und müssen in einer Betrachtung der Wirtschaftlichkeit unbedingt enthalten sein (s. **Abb. 6.3-2**).

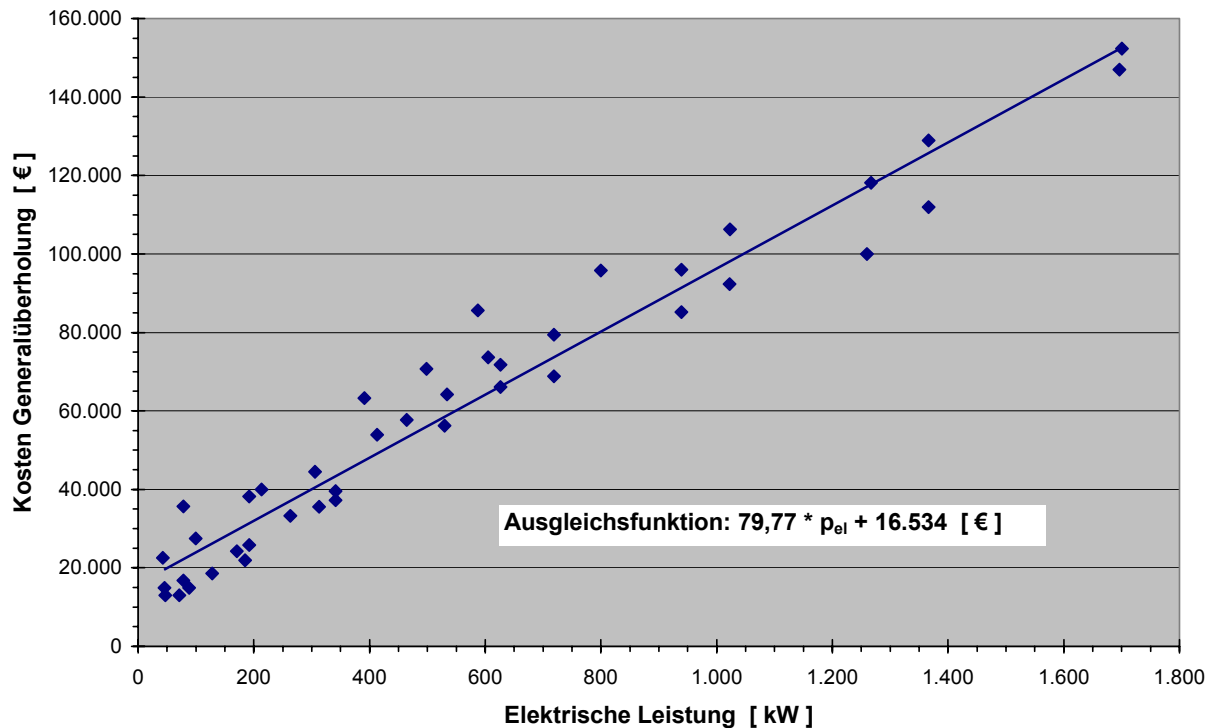


Abb. 6.3-2: Kosten Generalüberholung als Funktion der elektrischen Leistung. Status: Richtpreise, 44 Angebote, Bereich 30.000 bis 60.000 Bh [12]

Der Vergleich der Kosten von Generalüberholung und Investkosten zeigt, daß aus Sicht der Hersteller eine Generalüberholung zwar nennenswert ist, aber wesentlich unter den Investkosten liegt. Dies widerspricht Empfehlungen aus Betreibersicht [7, 30], wonach finanziell eine Generalüberholung einer Reinvestition gleichkommt.

In dieser Arbeit wird eine konservative Sicht zugrunde gelegt und die Abschreibungszeit gleich der Standzeit gesetzt.

6.4 Kleinf Feuerungen

Die Resonanz auf die Frageaktion zum Thema Kleinf Feuerungen war wesentlich besser als bei den Holzheizkraftwerken. Der Großteil der Betreiber äußerte sich positiv über die Verbrennungseinheiten und die Betreuung durch die Hersteller. Die meisten Anlagen liefen störungsfrei mit sehr geringem Reparatur- und Wartungsaufwand.

Bei den Investkosten zeigte sich deutliche Unterschiede bezgl. der Leistungsbereiche der einzelnen Techniken sowie der Kosten (s. **Abb. 6.4-1**)

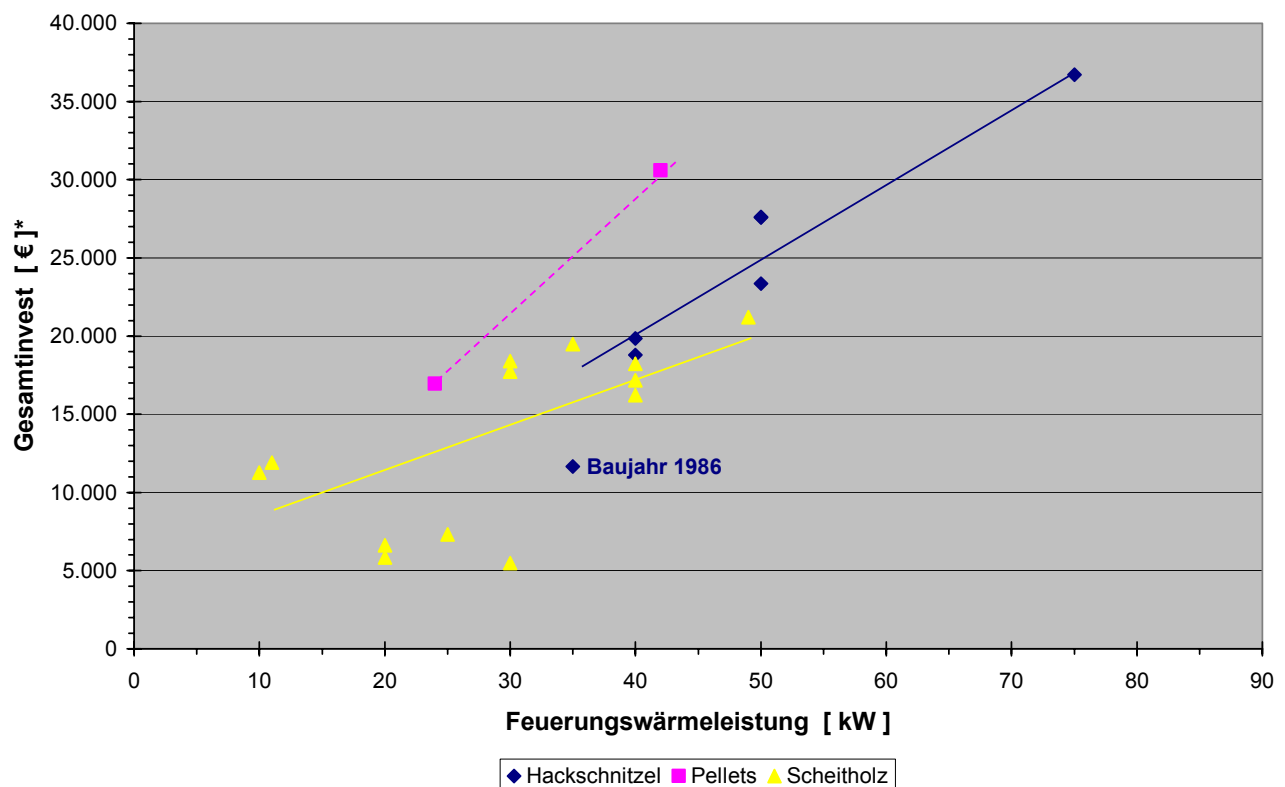


Abb. 6.4-1: Gesamtinvest als Funktion der Feuerungswärmeleistung gemäß Bauherren

(*: Die Daten beruhen auf installierten Kesseln der Jahre 1981 bis 2007. Um eine Vergleichbarkeit herzustellen, erfolgte eine Indizierung gemäß Zinseszinsformel auf das Jahr 2007 mit einer angesetzten jährlichen Teuerungsrate von 2 %.

Anmerk.: 1) Eine umfangreiche Übersicht über Preise von Scheitholzkesseln aus Anlagenbausicht befindet sich in [11], für Pelletfeuerungen in [10]. Die Preise liegen im Schwankungsbereich von Abb. 6.4-1, aber von der Tendenz her unter den Angaben der Bauherren, da Kosten für Lagerraum, Baumaßnahmen, Container und Inbetriebnahme fehlen)

2) Eine detaillierte Auswertung einer umfangreichen statistischen Erhebung für Kleinf Feuerungsanlagen befindet sich in [31]

Als Ergebnisse bleiben festzuhalten:

1. Anwendung der Scheitholzkessel im Bereich 10 bis 50 kW_{FWL}, Hackschnitzel ab ca 40 kW ohne festgestellte Grenze nach oben.

2. Invest der Pelletfeuerungen liegt über den anderen Techniken.

Bei der Kostendarstellung der Baugruppen schlägt sich die einfachere Technik gegenüber den Holzheizkraftwerken nieder (s. **Abb. 6.4-2**)

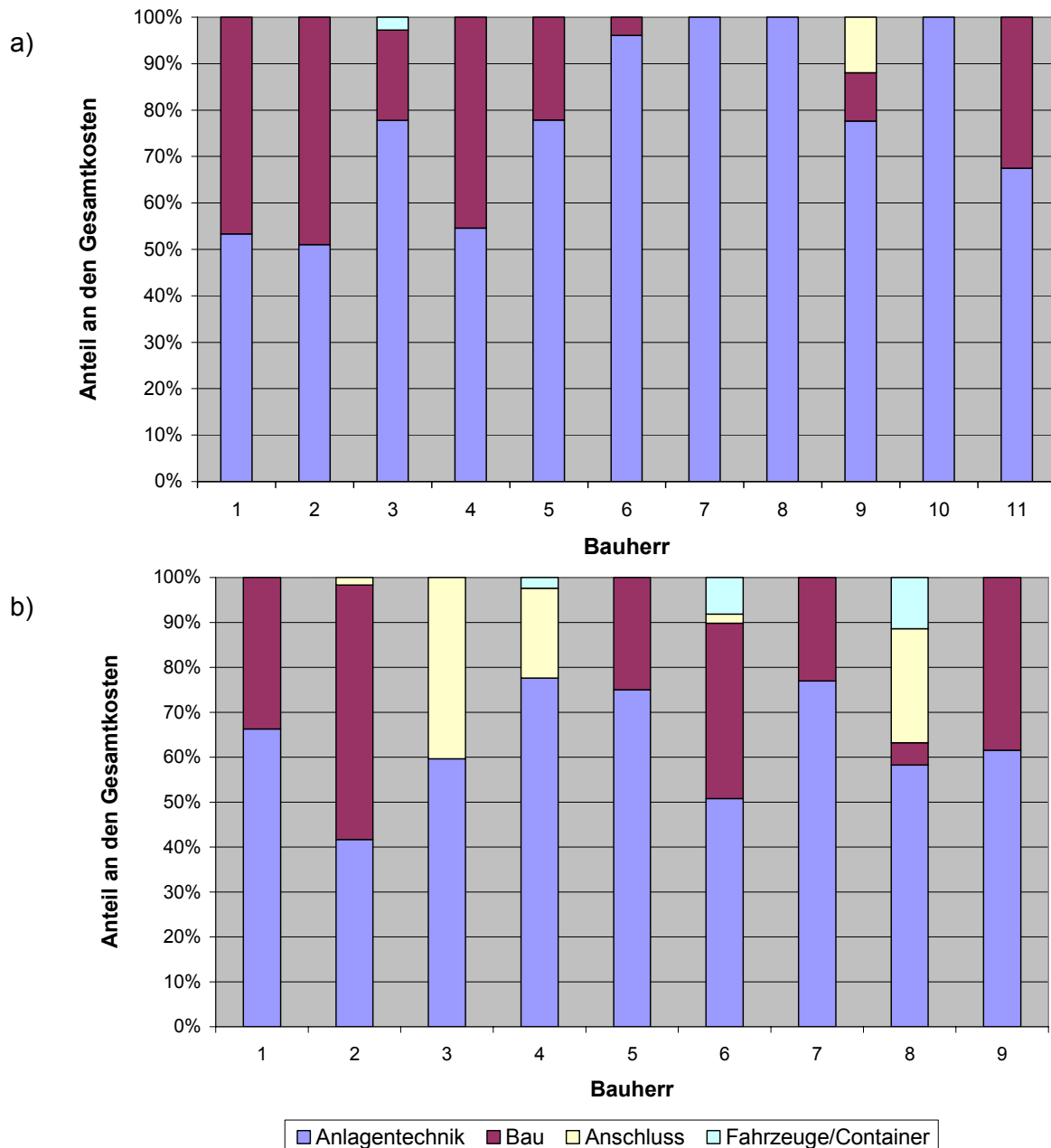


Abb. 6.4-2: Kostenverteilungen für a) Scheitholzessel und b) Hackschnitzelfeuerungen

(Anmerk.: Kostenangaben für den Bauteil der Feuerung und Lagerraum wurden unter dem Begriff **Bau** zusammengefaßt)

Für die Techniken *Scheitholz* und *Hackschnitzel* ist zu erkennen, daß bei letzteren verstärkt die Kosten außerhalb der eigentlichen Anlagentechnik (Bau, Anschluss, Fahrzeuge/ Container) zu berücksichtigen sind.

In der Umfrage wurde der jeweilige Durchsatz pro Jahr angefragt. Aus den erhaltenen Angaben konnte keine statistisch relevante Aussage zur Abhängigkeit von der Betriebszeit erhalten werden (s. **Abb. 6.4-3**)

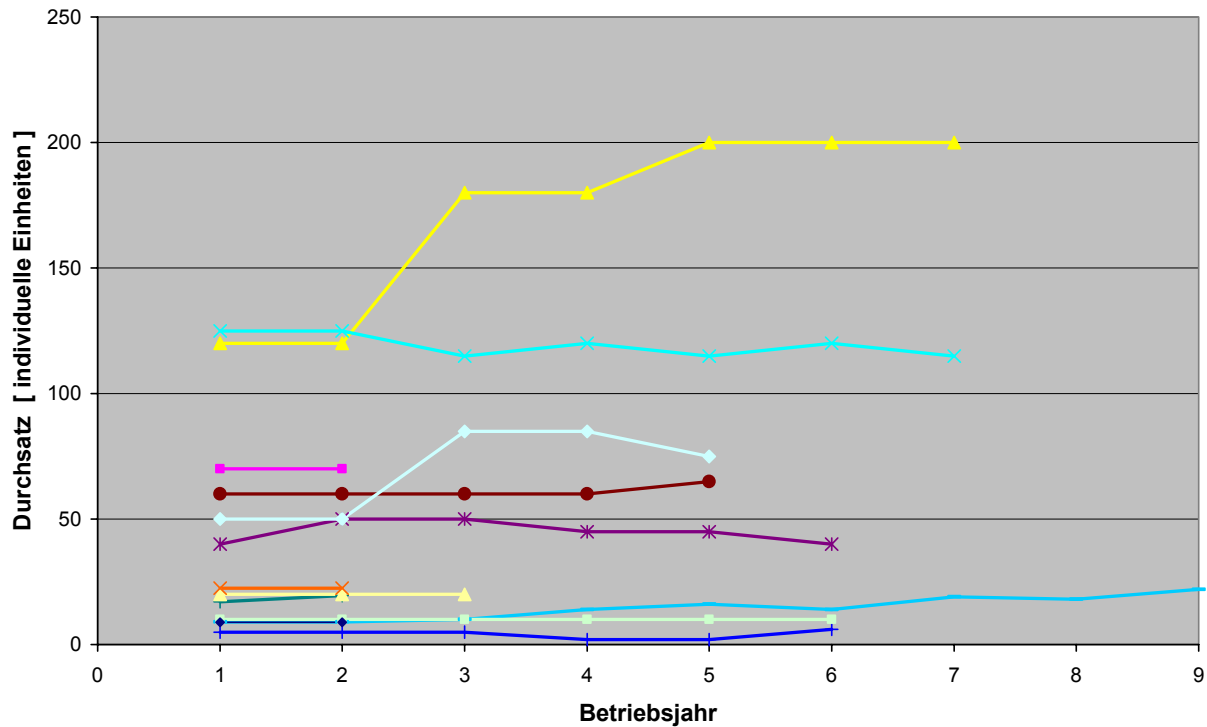


Abb. 6.4-3: Durchsatz an Holz über der Zeit

Anmerk.: Gestartet wird mit dem ersten vollen Betriebsjahr. Das Jahr der Inbetriebnahme ist nicht aufgeführt.

Die Angaben über durchsatzabhängige Kosten und den Personalaufwand sind sehr unvollständig und heterogen. Aus einer großen Zahl an Daten leitete [3, S. 49] für den Personalaufwand die Funktion

$$AZ = 20,257 * x^{-0,5592} \quad [h / (kW*a)]$$

AZ: spez. Arbeitszeitbedarf [h pro kW und Jahr]

x: Leistungsgröße bezogen auf die Leistung des Biomassekessels [kW]

ab.

7. Auswertung

7.1 Abweichungen von der Aufgabenstellung

Wie in Kap. 4 erläutert, sind einige der innovativen Verfahren für Anwendungen mit Biomasseinsatz prinzipiell denkbar, aber z.Z. noch nicht soweit, daß kommerzielle Anlagen existieren. Damit gibt es auch keine betriebswirtschaftlichen Erfahrungen, welche im Rahmen des Projektes nutzbar sind. Zusammenfassend soll noch einmal eine kurze Erläuterung gegeben werden, warum es zu einigen Techniken im Folgenden keine statistischen Auswertungen gibt:

- 1. ORC-Technik:** Lange Tradition, viel Enthusiasmus, erste Anwendungen für Holzheizkraftwerke in den letzten Jahren, Inbetriebnahmen laufen → *geringe Datenbasis mit Biomasse vorhanden*. Beteiligte im Prinzip auskunftsbereit, aber nicht in der angefragten Detailtiefe bzw. wegen Arbeitsüberlastung keine Datenübergabe.
- 2. Stirlingmotor:** Lange Tradition, viel Enthusiasmus, erste Anwendungen für fossile Brennstoffe. Aber Entwicklungsarbeit bei schwierigen Brennstoffen einschl. Biomassen notwendig → *keine Erfahrungsbasis mit Biomasse vorhanden*.
- 3. (Mikro-)Gasturbine:** Erste Anwendungen für Erdgas → *keine Erfahrungsbasis mit Biomasse vorhanden*.
- 4. Dampfmotor:** Lange Tradition, große Fortschritte in den letzten Jahren, noch geringe Lebensdauer des Porenbrenners → *keine Erfahrungsbasis mit Biomasse vorhanden*.
- 5. Mikro-BHKW:** Erste Anwendungen für Erdgas → *keine Erfahrungsbasis mit Biomasse vorhanden*.

Stand der Technik sind **Holzheizkraftwerke** mit Wasserdampfkreislauf. Wie in Kap. 6.1 mit Zahlen belegt, war der Rücklauf auf die Fragebogenaktion ungenügend und eine gewünschte statistische Auswertung nicht möglich. Eine Ursache war vermutlich, daß der Fragebogen trotz der Vergrößerung gegenüber der VDI 2067 noch immer zu umfangreich war. Ein anderer Grund kristallisierte sich in den Gesprächen heraus: Die Betreiber kalkulierten bei der Planung der Anlagen mit wesentlich geringen Bezugspreisen für das Holz, als es z.Z. der Markt gestattet. Daraus resultieren große wirtschaftliche Schwierigkeiten. Die Hemmschwelle für die Offenlegung der betriebswirtschaftlichen Situation liegt folgerichtig sehr hoch.

Für **Biogasanlagen** war die Datenbasis aufgrund der Vorarbeiten der FAL zufriedenstellend. Die statistische Auswertung ist Inhalt des Kap. 6.2. Dabei ist allerdings zu bemerken, daß die Nomenklatur der VDI 2067, Tabelle A2 nicht angewendet werden kann, da eine Biogasanlage naturgemäß keine Heizungsanlage ist. Für die Anwendung der VDI 2067 in Kap. 7.3.1 ist die technikspezifische Aufteilung der Kostenarten notwendig. Dann läßt sich die dargestellte Kostenrechnung durchführen.

Für die **Blockheizkraftwerke** existiert in VDI 2067, Tabelle A2, Punkt 1.3.1.10 nur eine Zeile. Wie in Kap. 6.3 erläutert, ist eine wesentliche differenzierte Betrachtung der rechnerischen Nutzungsdauer sowie des Unterhaltungsaufwandes notwendig.

7.2 Basisdaten der Modellanlagen

7.2.1 Biogasanlage

Die folgenden Betrachtungen der Wirtschaftlichkeit nach unterschiedlichen Verfahren legen eine Modell-Biogasanlage zugrunde. Wesentliche Daten entstammen der statistischen Betrachtung aus Kap. 6.2.

Tab. 7.2.1-1 Basisdaten der Biogas-Modellanlage

Anlagengröße	[kW _{el, install.}]	500
elektr. Realleistung (90 % der installierten Leistung)	[kW _{el}]	450
Laufzeit auf elektr. Realleistung	[h / a]	6.700
Gesamtlaufzeit der Anlage	[a]	20
Kapitalmarkt-Zinssatz	[% / a]	5
Investkosten		
Gesamt*	[€]	1.250.000
Anlagentechnik (55 % v. Gesamt)	[€]	687.500
Bauteil (45 % v. Gesamt)	[€]	562.500
BHKW**	[€]	293.000
Netzanschluß (3 % v. Ges.)	[€]	37.500
Nutzungsdauer Anlagentechnik***	[a]	10
Nutzungsdauer Bau	[a]	20
Nutzungsdauer Motor	[a]	8
Nutzungsdauer Netzanschluß	[a]	20
Betriebskosten		
durchsatzabh. Kosten	[% des Ges.-Invest]	2,1
durchsatzunabh. Kosten	[% des Ges.-Invest]	2,3
Zündöl	[% des Ges.-Invest]	2,4
Substrat	[% des Ges.-Invest]	3,9
Personal	[% des Ges.-Invest]	2,3
Erlöse		
elektr. Strom****	[ct / kWh]	13,61

Wärme/Einsparung Heizkosten	[% des Ges.-Invest]	1,5
Düngewert	[% des Ges.-Invest]	0,6

*: 2500 €/kW_{el} bei 500 kW_{el} gemäß Abb. 10-6 aus [22]

** : Gerechnet als Gasmotor

***: Steuerliche und kalkulatorische Nutzungsdauer gleich angesetzt

****: 9,9 ct/kWh Grundvergütung + 4,0 ct/kWh NaWaRo-Bonus + 1,0 ct/kWh KWK-Bonus, Inbetriebnahmejahr 2010

7.2.2 Holzheizkraftwerk

Das modellhafte Holzheizkraftwerk soll eine elektrische Leistung von 5 MW besitzen. Inputmaterial ist AI- und AII-Holz mit entsprechender Vergütung nach EEG, Inbetriebnahme im Jahr 2010. Es wird angenommen, daß eine Wärmenutzung mit der Stromkennzahl 0,5 technisch möglich ist und 5 MW_{therm} verkaufbar sind.

Ein Blick in die AfA-Tabellen und der Vergleich mit der Praxis zeigen, daß die Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten wie bei fossilen Kraftwerken unrealistisch ist. Viele Holzheizkraftwerke haben mit Störstoffen, verklebenden Aschen und Kohlenmonoxid-Korrosion zu kämpfen. Um die Praxis der Finanzierung anzupassen, wurde für die Abschreibungszeiten das AfA-Tabellenblatt zur Abfallentsorgungs- und Recyclingwirtschaft gewählt. Die angesetzten Investkosten entstammen Kap. 6.1.

Tab. 7.2.2-1 Basisdaten des modellhaften Holzheizkraftwerkes

Anlagengröße	[kW _{el, install.}]	5.000
Durchsatz Holz (A I + A II)	[t _{FS} / h]	4,44
Laufzeit auf Nennlast	[h / a]	7.500
Gesamtlaufzeit der Anlage	[a]	20
Kapitalmarkt-Zinssatz	[% / a]	5
Investkosten		
Gesamt*	[Mio €]	20.000.000
Planung + Gebühren (5,8 % v. Ges.)	[Mio €]	1,16
Bauteil (16 % v. Gesamt)	[Mio €]	3,20
Nebenanlagen (2,9 % v. Ges.)	[Mio €]	0,58
Verbrennung / Dampferzeugung (32,4 % v. Ges.)	[Mio €]	6,48
Wärmenutzung / Energieerzeugung (23,0 %	[Mio €]	4,60

v. Ges.)		
Abgasreinigung (8,4 % v. Ges.)	[Mio €]	1,68
MSR (9,3 % v. Ges.)	[Mio €]	1,86
Standort (0,9 % v. Ges.)	[Mio €]	0,18
Nutzungsdauer Plan und + Gebühren	[a]	15
Nutzungsdauer Bau	[a]	25
Nutzungsdauer Nebenanlagen	[a]	20
Nutzungsdauer Verbrennung/ Dampferzeugung**	[a]	12
Nutzungsdauer Wärmenutzung/Energieerzeugung**	[a]	12
Nutzungsdauer Abgasreinigung**	[a]	12
Nutzungsdauer MSR**	[a]	12
Nutzungsdauer Standort	[a]	20
Betriebskosten		
durchsatzabh. Kosten	[% des Ges.-Invest]	2,2
durchsatzunabh. Kosten	[% des Ges.-Invest]	1,3
RWU	[% des Ges.-Invest]	3,5
Brennstoff	[€ / t _{FS}]	30
Personal	[53.500 € / (a*Person)]	15
Reststoffe	[% des Durchsatzes zu 60 € / t _{RS}]	1
Erlöse		
elektr. Strom***	[ct / kWh]	12,89
spez. Wärmeerlös	[€ / MWh]	15
verkaufbare Wärmeleistung	[MW]	5

*: 4.000 €/kW_{el} bei 5.000 kW_{el} als Schätzwert aus Kap. 6.1, Abb. 6.1-1.

** : Gemäß AfA-Tabellenblatt *Abfallentsorgungs- und Recyclingwirtschaft*, Kap. 3 *Abfallbeseitigungsanlagen*; Punkt 3.1 *Müllverbrennungsanlagen für feste Abfälle*

***: 8,9 ct/kWh Grundvergütung + 4,0 ct/kWh NaWaRo-Bonus + 1,0 ct/kWh KWK-Bonus, Inbetriebnahmejahr 2010

7.3 Musterrechnung nach VDI 2067

7.3.1 Biogasanlage

Die Rechnung gemäß VDI 2067 für die modellhafte Biogasanlage ist in **Tab. 7.3.1-1** aufgeführt. Für die Investkosten und Nutzungsdauern wurden die Ergebnisse der statistischen Daten verwendet. Dabei ist eine wesentliche Abweichung gegenüber der Richtlinie zu bemerken: In Anhang A, Tabelle A2 ist für die rechnerische Nutzungsdauer von BHKWs ein Wert von 15 Jahren empfohlen. Gemäß Auswertung der Erhebung ergibt sich aus Betreibersicht eine wesentliche geringere Standzeit von ca 7,5 bis 9 Jahren. Dabei wird eine Generalrevision kaufmännisch konservativ wie eine Neuanschaffung gewertet.

Die Gesamtannuität der Modellanlage besitzt einen positiven Wert und ist somit prinzipiell als Investition interessant. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, daß mit dem traditionellen Ansatz für die Nutzungsdauer des BHKW die Wirtschaftlichkeit rechnerisch signifikant nach oben getrieben wird (s. **Abb. 7.3.1-1**).

Tab. 7.3.1-1: Rechnung nach VDI 2067 für die Modellanlage

Allg. Daten: Betrachtungszeitraum = 20 a, Preisänderungsfaktor Instandsetzung $r_{IN} = 1,02$; Preisänderungsfaktor verbrauchsgebundene Kosten $r_V = 1,04$; Preisänderungsfaktor betriebsgebundene Kosten $r_B = 1,03$; Preisänderungsfaktor sonstige Kosten $r_S = 1,02$; Zinsfaktor $q = 1,05$

			Synonym	Wiederbeschaffung T [a]	Ersatzbeschaffungen [€]	Restwerte R_W [€]	Annuitätsfaktor a	Faktor Instandsetzung f_K	Barwertfaktor f. Instandsetzung b_{IN}	preisdynamischer Annuitätsfaktor f. Instandsetzung ba_{IN}	
Kapitalgebundene Kosten:	Gesamt Baugruppe	[€]	1.250.000	$A_{0, ges}$							
	Bau	[€]	562.500	$A_{0, Bau}$	20	0	0,0802	1	14,665	1,18	
	Anlagentechnik	[€]	394.500	$A_{0, AT}$	10	$A_{1, AT} = 295.227$	0	0,0802	1	14,665	1,18
	Motor	[€]	293.000	$A_{0, Mo}$	8	$A_{1, Mo} = 232.356$ $A_{2, Mo} = 184.264$	75.797	0,0802	6	14,665	1,18
	Netzanschluß	[€]	37.500	$A_{0, NA}$	20		0	0,0802	0	14,665	1,18
Annuität der kapitalgebundenen Kosten:		$A_{Bau, K} = (A_{0, Bau} - R_{W, Bau}) * a + f_{K, Bau}/100 * A_{0, Bau} * ba_{IN, Bau}$ $A_{AT, K} = (A_{0, AT} + A_{1, AT} - R_{W, AT}) * a + f_{K, AT}/100 * A_{0, AT} * ba_{IN, AT}$ $A_{Mo, K} = (A_{0, Mo} + A_{1, Mo} + A_{2, Mo} - R_{W, Mo}) * a + f_{K, Mo}/100 * A_{0, Mo} * ba_{IN, Mo}$ $A_{NA, K} = (A_{0, AT} - R_{W, AT}) * a + f_{K, AT}/100 * A_{0, AT} * ba_{IN, AT}$ $A_{ges, K} = A_{Bau, K} + A_{AT, K} + A_{Mo, K} + A_{NA, K}$					51.756				
Verbrauchsgebundene Kosten:	(Durchsatzabh. Ko., Zündöl, Substrat)	$A_{N, V} = A_{V1} * ba_V$				146.762	0,0802		Barwertfaktor f. Verbrauch b_V 17,419	preisdynamischer Annuitätsfaktor f. Verbrauch ba_V 1,40	
Betriebsgebundene Kosten:	Personal	$A_{N, B} = A_{B1} * ba_B$				36.830	0,0802		Barwertfaktor f. Betrieb b_B 15,965	preisdynamischer Annuitätsfaktor f. Betrieb ba_B 1,28	
Sonstige Kosten:	Durchsatzunabh. - RWU	$A_{N, S} = A_{S1} * ba_S$				7.355	0,0802		Barwertfaktor f. Sonstiges b_S 14,665	preisdynamischer Annuitätsfaktor f. Sonstiges ba_S 1,18	
Einnahmen:	s. Kap. "Statische Rechnung"	$A_{N, E} = A_{E1} * ba_E$				436.592	0,0802		Barwertfaktor f. Einnahmen b_E 12,462	preisdynamischer Annuitätsfaktor f. Einnahmen ba_E 1,00	
Gesamtannuität:		$A_{N, netto} = A_{N, E} - (A_{ges, K} + A_{N, V} + A_{N, B} + A_{N, S})$					59.345				

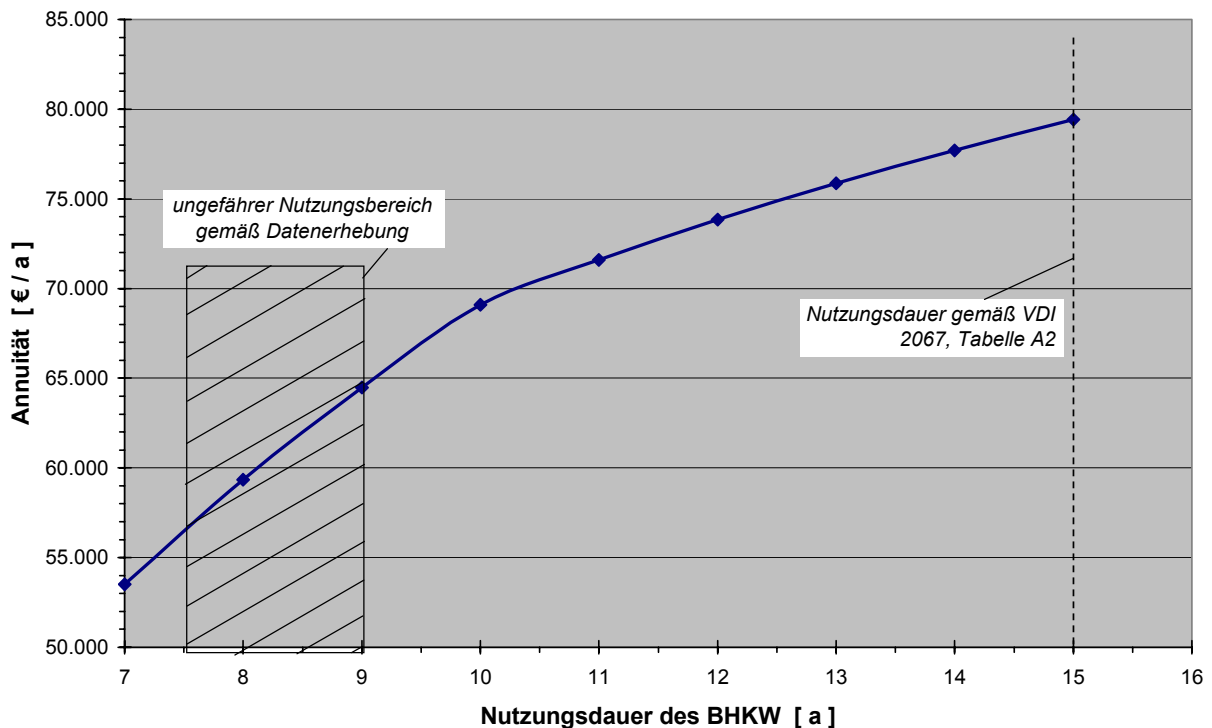


Abb. 7.3.1-1: Sensitivitätsanalyse zur Nutzungsdauer des BHKW

Ursache ist der hohe Anteil an den Gesamt-Investkosten. Mit dem BHKW hängt die Stromausbeute zusammen. Wie in Kap. 6.2 erläutert, ergab die Datenerhebung in der Praxis für viele Anlagen elektrische Ausbeuten, welche unterhalb der installierten Leistung liegen. Ein Wert von 90 % Realleistung hört sich erst einmal gut an; die Sensitivitätsbetrachtung aber zeigt einen dramatischen Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit (s. **Abb. 7.3.1-2**). Zu sehen ist, daß mit einer Erhöhung der elektrischen Arbeit um ca 15 % pro Jahr die Annuität nahezu verdoppelt wird ! Dies kann durch zwei technische Effekte geschehen: **1. Verbesserung der Gasqualität bzw. der Leistungsfähigkeit des Motors** und **2. durch eine Erhöhung der angesetzten Jahresnutzungsdauer auf Realleistung von 6.700 Bh/a.**

Aber auch die Randbedingungen können einen positiven Effekt einbringen. So ist besonders beim Vermarkten der Wärmenutzung eine wesentliche Attraktivität für den Invest zu erzielen (s. **Abb. 7.3.1-3**). Die Abbildung beruht auf einer Erhöhung des Wärmeerlöses (bzw. der Heizkostensparnis) aufgrund der Änderung des spez. Preises, gerechnet als € pro kWh_{Wärme}. Grob gerechnet kann auf den Einfluß der Wärmemenge zurück geschlossen werden. Dabei aber ist ein Fehler enthalten: Gemäß des EEG ist der KWK-Bonus über die Stromkennzahl des BHKW an die verkaufte Wärmemenge gebunden. Wird mehr Wärme genutzt, steigt der Stromerlös bis max. 2 ct/kWh_{el} an (abzüglich der 1,5 % Abzugsregelung für Anlagen, die nach dem 1.01.2005 in Betrieb gehen). In der Modellrechnung wurde von vorneherein ein mittlerer Wert von 1 ct / kWh_{el} als KWK-Bonus angesetzt.

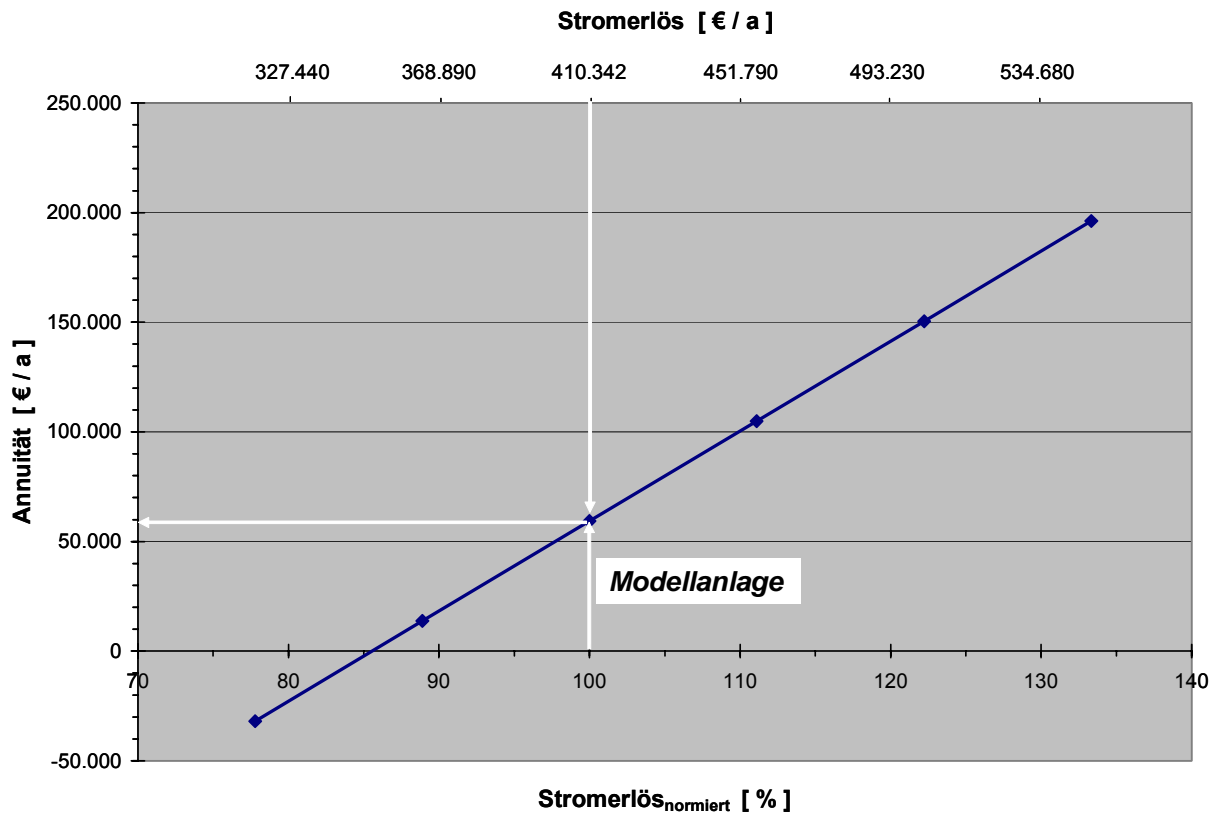


Abb. 7.3.1-2: Annuität als Funktion des Stromerlöses

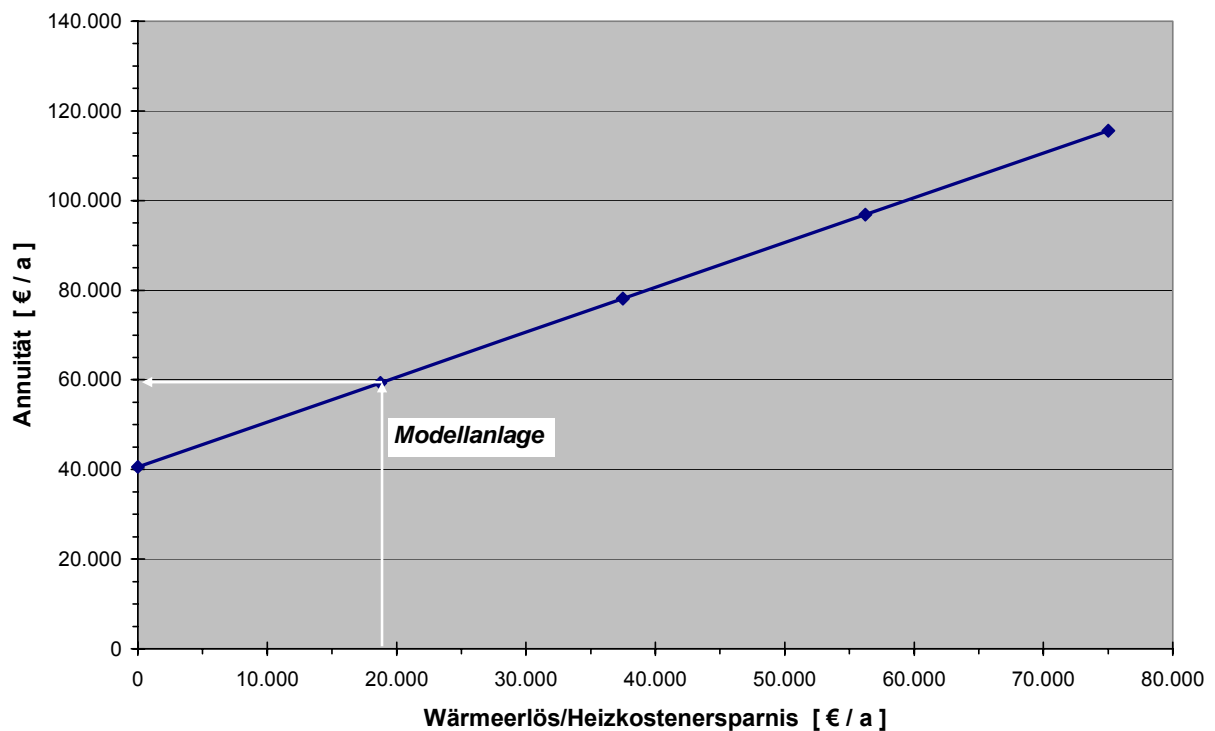


Abb. 7.3.1-3: Wärmeerlös bzw. Heizkostensparnis ohne Strompreisbeeinflussung

Wie aus der technischen Beschreibung zu ersehen war, besitzen BHKWs mit Zündstrahltechnik einen höheren elektrischen Wirkungsgrad als Gasmotoren. Neben der wesentlich kürzeren Nutzungsdauer als Nachteil beinhalten sie ein nicht zu unterschätzendes Risiko: Steigerungen des Einsatzstoffes führen zu einer starken Abnahme der Annuität (s. **Abb. 7.3.1-4**). (**Bem.:** Die Abbildung für die Modellanlage ist rein theoretischer Natur, da Zündstrahlmotoren i.d.R. nur bis zu einer Maximalleistung von ca 250 kW_{el} gebaut werden. Der grundsätzliche Zusammenhang aber gilt auch für die kleinen Anlagen).

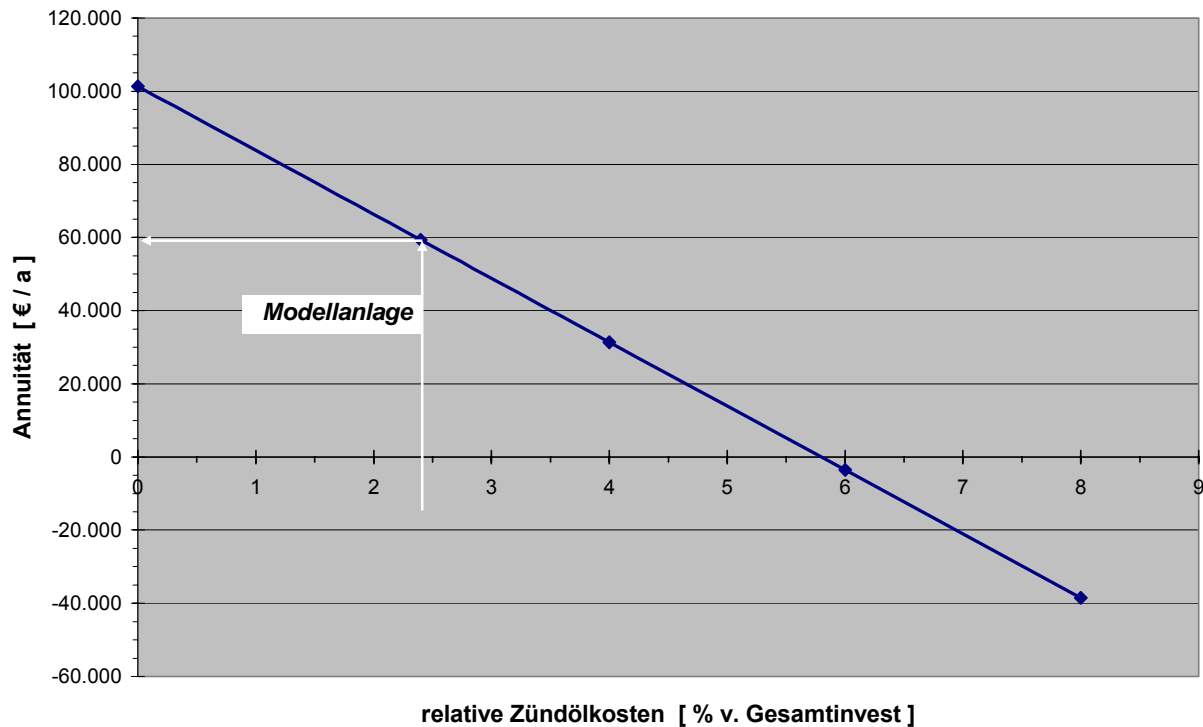


Abb. 7.3.1-4: Einfluß der Brennstoffkosten eines Zündstrahl-BHKWs

Wie aus der Datenerhebung zu ersehen war, schwanken die Substratkosten von Betreiber zu Betreiber sehr. In den neuen Anlagen, welche aufgrund der EEG Novellierung in 2004 vorzugsweise als Nawaro-Konzepte ausgeführt werden, besitzen der Substratpreis einen hohen Stellenwert; besonders wegen zu erwartender Preissteigerungen in den nächsten Jahren.

Die Modellrechnung nach VDI 2067 zeigt, daß bei signifikanten Erhöhungen viele Anlagen schnell Schwierigkeiten bekommen können (s. **Abb. 7.3.1-5**).

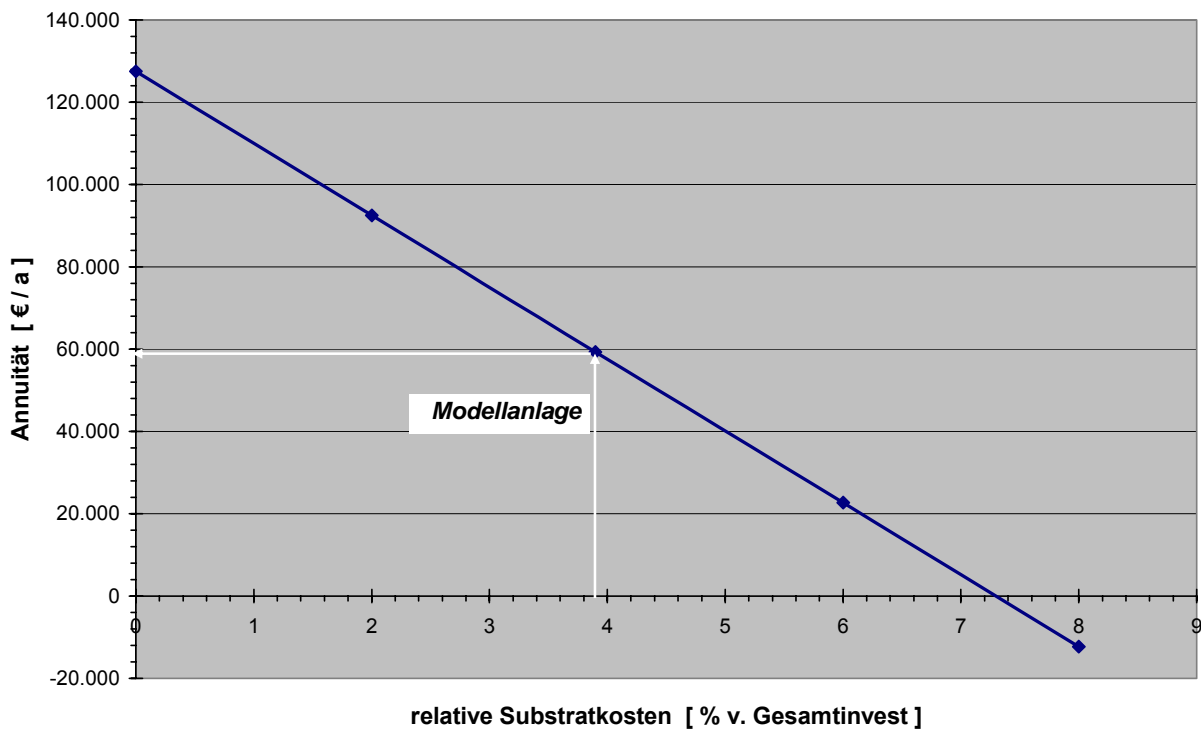


Abb. 7.3.1-4: Einfluß der Substratkosten auf die Annuität

7.3.2 Holzheizkraftwerk

Beim Holzheizkraftwerk ist die Einteilung in Baugruppen komplexer als bei der Biogasanlage. Daher ist die Annuitätformel umfangreicher (s. **Tab. 7.3.2-1**). Um die praktischen Verhältnisse abzubilden, wurde der preisdynamische Annuitätsfaktor aufgeteilt in die Erlösarten Strom und Wärme. Für den Stromerlös sind 0 % / a angesetzt; für die Wärme eine Steigerungsrate von 4 % pro Jahr.

Das Ergebnis ist mit den angesetzten Randbedingungen negativ.

Der Vorteil der Rechnung nach VDI 2067 liegt in dem Umstand, daß das Verfahren sehr übersichtlich und nachvollziehbar ist. Eine Vorlage, wie in diesem Falle aus der modellhaften Biogasanlage, ist schnell auf den Anwendungsfall anzupassen. Zu beachten ist, daß die Tabelle 2 des Anhangs der VDI 2067 nicht anwendbar ist.

Tab. 7.3.2-1: Rechnung nach VDI 2067 für das modellhafte Holzheizkraftwerk

Allg. Daten: Betrachtungszeitraum = 20 a, Preisänderungsfaktor Instandsetzung $r_{IN} = 1,02$; Preisänderungsfaktor verbrauchsgebundene Kosten $r_V = 1,04$; Preisänderungsfaktor betriebsgebundene Kosten $r_B = 1,03$; Preisänderungsfaktor sonstige Kosten $r_S = 1,02$; Zinsfaktor $q = 1,05$

Kapitalgebundene Kosten:	Gesamt Baugruppe	[€]	20.000.000	Synonym	Wieder- beschaffung T [a]	Ersatzbeschaffungen [€]	Restwerte R_W [€]	Annuitätsfaktor a	Faktor Instand- setzung f_K	Barwertfaktor f. Instandsetzung b_{IN}	preisdynamischer Annuitäts- faktor f. Instandsetzung ba_{IN}
	Planung + Genehmigung	[€]	1.160.000	$A_{0, P+G}$	15	$A_{1, P+G} = 750.967$	392.268	0,0802	3	14,665	1,18
	Bauteil	[€]	3.200.000	$A_{0, Bau}$	25		241.209	0,0802	0,5	14,665	1,18
	Nebenanlagen	[€]	580.000	$A_{0, NA}$	20		0	0,0802	1	14,665	1,18
	Verbrennung/Dampferzeugung	[€]	6.480.000	$A_{0, V+D}$	12	$A_{1, V+D} = 4.576.205$	1.032.452	0,0802	6	14,665	1,18
	Wärmenutzung/Energieerzeugung	[€]	4.600.000	$A_{0, W+E}$	12	$A_{1, W+E} = 3.248.541$	732.913	0,0802	3	14,665	1,18
	Abgasreinigung	[€]	1.680.000	$A_{0, AR}$	12	$A_{1, AR} = 1.186.424$	267.673	0,0802	3	14,665	1,18
	MSR	[€]	1.860.000	$A_{0, MSR}$	12	$A_{1, MSR} = 1.313.540$	296.352	0,0802	3	14,665	1,18
	Standort	[€]	180.000	$A_{0, SO}$	20		0	0,0802	0	14,665	1,18
Annuität der kapitalgebundenen Kosten:											
				$A_{P+G, K} = (A_{0, P+G} + A_{1, P+G} \cdot R_{W, P+G}) \cdot a + f_{K, P+G} / 100 \cdot A_{0, P+G} \cdot ba_{IN, P+G}$			162.817				
				$A_{Bau, K} = (A_{0, Bau} - R_{W, Bau}) \cdot a + f_{K, Bau} / 100 \cdot A_{0, Bau} \cdot ba_{IN, Bau}$			256.250				
				$A_{NA, K} = (A_{0, NA} - R_{W, NA}) \cdot a + f_{K, NA} / 100 \cdot A_{0, NA} \cdot ba_{IN, NA}$			53.366				
				$A_{V+D, K} = (A_{0, V+D} + A_{1, V+D} \cdot R_{W, V+D}) \cdot a + f_{K, V+D} / 100 \cdot A_{0, V+D} \cdot ba_{IN, V+D}$			1.261.868				
				$A_{W+E, K} = (A_{0, W+E} + A_{1, W+E} \cdot R_{W, W+E}) \cdot a + f_{K, W+E} / 100 \cdot A_{0, W+E} \cdot ba_{IN, W+E}$			733.373				
				$A_{AR, K} = (A_{0, AR} + A_{1, AR} \cdot R_{W, AR}) \cdot a + f_{K, AR} / 100 \cdot A_{0, AR} \cdot ba_{IN, AR}$			267.841				
				$A_{MSR, K} = (A_{0, MSR} + A_{1, MSR} \cdot R_{W, MSR}) \cdot a + f_{K, MSR} / 100 \cdot A_{0, MSR} \cdot ba_{IN, MSR}$			296.538				
				$A_{SO, K} = (A_{0, SO} - R_{W, SO}) \cdot a + f_{K, SO} / 100 \cdot A_{0, SO} \cdot ba_{IN, SO}$			14.444				
				$A_{ges, K} = A_{P+G, K} + A_{Bau, K} + A_{NA, K} + A_{V+D, K} + A_{W+E, K} + A_{AR, K} + A_{MSR, K} + A_{SO, K}$			3.046.496				
Verbrauchsgebundene Kosten:	(Durchsatzabh. Ko., Reststoffe, Brennstoff)	$A_{N, V} = A_{V1} \cdot ba_V$					2.039.268	0,0802		Barwertfaktor f. Verbrauch b_V 17,419	preisdynamischer Annuitäts- faktor f. Verbrauch ba_V 1,40
Betriebsgebundene Kosten:	Personal	$A_{N, B} = A_{B1} \cdot ba_B$					1.028.047	0,0802		Barwertfaktor f. Betrieb b_B 15,965	preisdynamischer Annuitäts- faktor f. Betrieb ba_B 1,28
Sonstige Kosten:	Durchsatzunabh. Kosten	$A_{N, S} = A_{S1} \cdot ba_S$					282.430	0,0802		Barwertfaktor f. Sonstiges b_S 14,665	preisdynamischer Annuitäts- faktor f. Sonstiges ba_S 1,18
Einnahmen:	s. Kap. "Statische Rechnung"	$A_{N, E} = A_{E1} \cdot ba_E$					5.619.976	0,0802		Barwertfaktor f. Einnahmen b_E 12,462 17,419	preisdynamischer Annuitätsfaktor f. 1,00 1,40
Gesamtannuität:		$A_{N, netto} = A_{N, E} - (A_{ges, K} + A_{N, V} + A_{N, B} + A_{N, S})$					-776.264				

7.3.3 Kleinf Feuerungsanlage

Als Input für die Berechnung von Kleinf Feuerungsanlagen kommt in VDI 2067 der Anhang A, Tabelle A2 *Rechnerische Nutzungsdauer sowie Aufwand für Instandsetzung, Wartung und Bedienung von Heizungsanlagen*, Unterpunkt 1.3.1.3 *Spezialkessel für Festbrennstoffe* in Frage. Die beiden Unterpunkte zeigt **Tab. 7.3.3-1**.

Tab. 7.3.3-1: Spezialkessel für Festbrennstoffe gemäß VDI 2067

Anlagenkomponente	Rechn. Nutzungsdauer [a]	Aufwand f. Instandhaltung [% v. Ges. invest im Jahr]	Aufwand f. Wartung [% v. Ges. invest im Jahr]	Aufwand für Bedienung [h pro a]
gusseiserne Gliederkessel, nur für Heizung ohne Rücklauf-temperatur-erhebung neue Bauart	20	2	2,5	10
Stahlkessel ähnlicher Bauart nur für Heizung ohne Rücklauf-temperatur-erhebung im Einfamilienhaus	15	2	2,5	20

Für die rechnerische Nutzungsdauer von 15 bis 20 Jahren liegen keine statistisch nutzbaren Erfahrungen vor. Aus den Beschreibungen der Betreiber (welche zum größten Teil seit Mitte der 90er Jahre arbeiten) geht hervor, daß eine Nutzungsdauer von 15 Jahren als Mindestlaufzeit ihrer Anlagen ohne größere Reparaturen erwartet wird. Die Zufriedenheit mit dem problemlosen Betrieb ist sehr hoch.

Die Antwort zur Personalbetreuung ist sehr heterogen (s. **Abb. 7.3.3-1**).

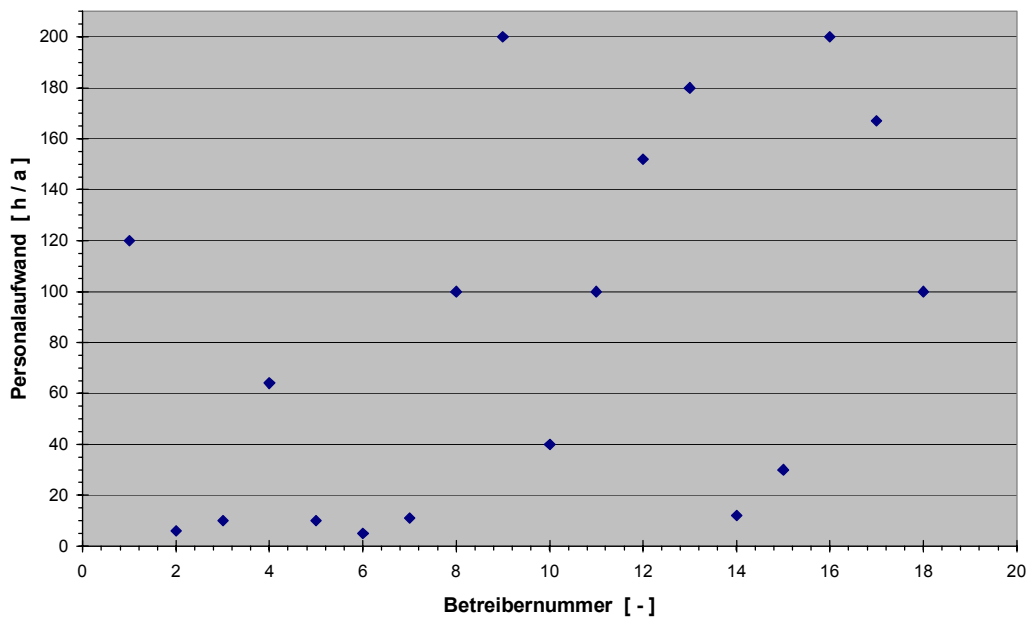


Abb. 7.3.3-1: Personalaufwand bei Kleinfeuerungsanlagen

Wie zu erkennen ist, liegt ein Teil der Antworten unter dem empfohlenen Wert der VDI-Richtlinie von 20 h / a; andere aber teils deutlich darüber. Ursachen sind, daß a) einige Betreiber in den Personalaufwand die Holzbereitstellung und b) die Wartung und Instandhaltung in Eigenleistung einrechneten.

Die Möglichkeiten der Eigenleistung bei Holzfeuerungen sowie der Umstand, daß häufig die spez. Investitionskosten oberhalb der Heizungsanlagen fossiler Brennstoffe liegen führt dazu, daß die Faktoren für Instandhaltung und Wartung gemäß VDI 2067 in der Befragung nicht annähernd erreicht wurden (s. **Abb. 7.3.3-2**)

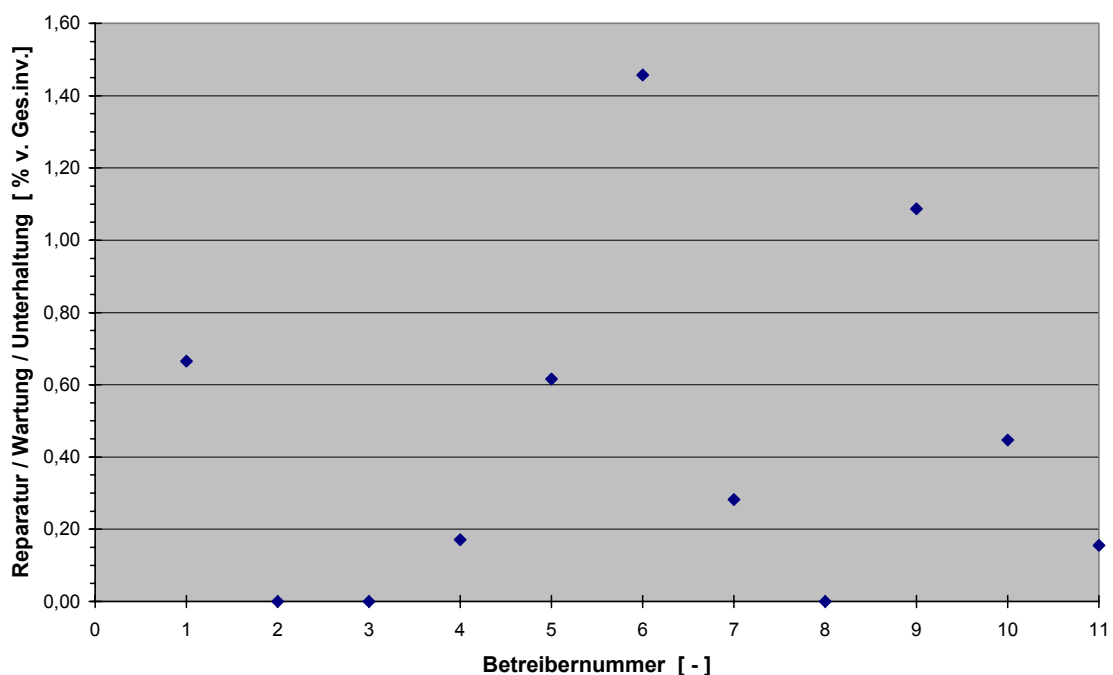


Abb. 7.3.3-2: Reparatur / Wartung / Unterhaltung bei Kleinfeuerungsanlagen

Die geringe Zahl an Antworten auf den Punkt weist darauf hin, daß den meisten Betreibern der Unterhaltungsaufwand sehr gering erscheint.

Die Betriebskosten liegen häufig im Bereich von ca 1 % der Investsumme. Oft genannt wird der Schornsteinfeger und die Reinigung. Bei Verbrennung von Getreide kann die Reststoffentsorgung zu Buche schlagen. Ausreißer nach oben ergeben sich, wenn der Anlagenbetreiber seinen Brennstoff kaufen muß (s. **Abb. 7.3.3-3**).

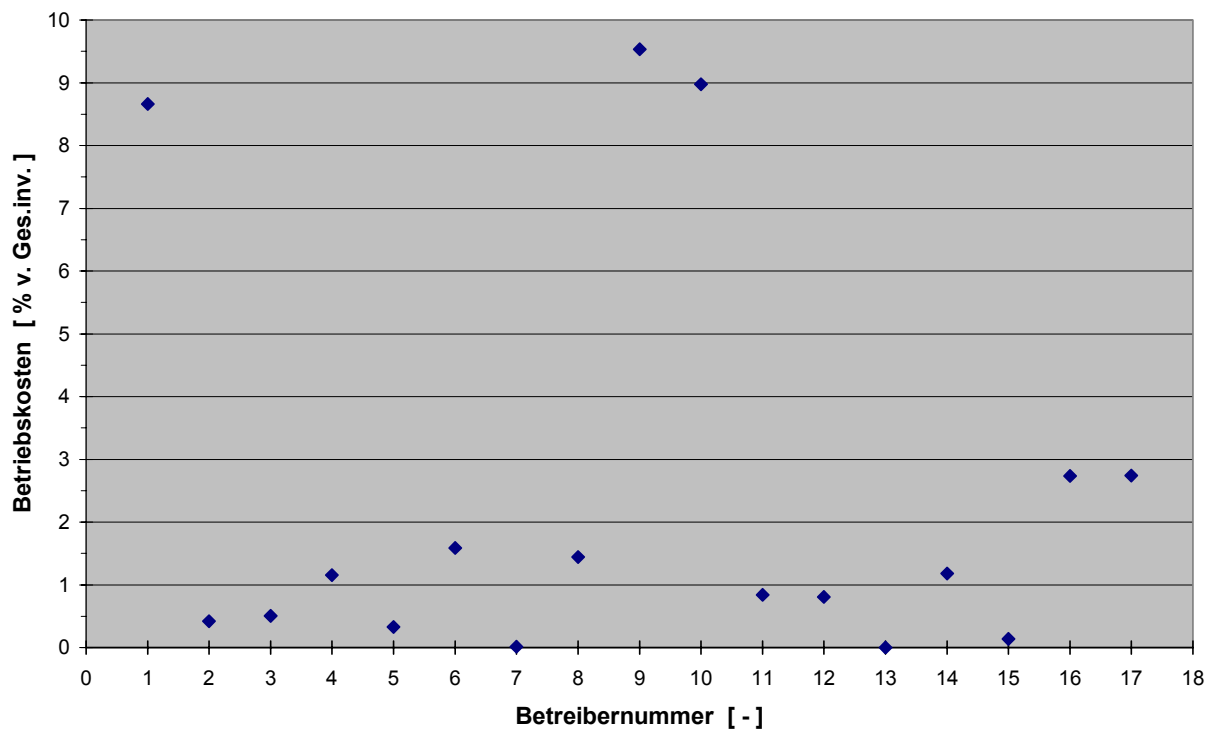


Abb. 7.3.3-3: Betriebskosten bei Kleinfeuerungsanlagen (ohne RWU und Personal)

Auch die Betriebskosten liegen für Eigenversorger unter dem empfohlenen Wert der VDI 2067.

7.4 Musterrechnerisch statisch

7.4.1 Biogasanlage

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden alle Kosten und Erlöse, bezogen auf ein Betriebsjahr, für eine Modellanlage gegenübergestellt. Dynamische Effekte wie z.B. Reinvestitionen, Teuerungsraten, Alterung der Anlage oder eine unterschiedliche Entwicklung der Einnahmen und Kosten sind nicht berücksichtigt. **Tab. 7.4.1-1** zeigt das Ergebnis der Kalkulation.

Tab. 7.4.1-1: Ergebnis der statischen Wirtschaftlichkeitsrechnung

Kapitalabhängige Kosten		
Abschreibung Anlagentechnik	[€ / a]	39.450
Abschreibung Bau	[€ / a]	28.125
Abschreibung Motor	[€ / a]	36.625
Abschreibung Netzanschluß	[€ / a]	188
Zinsen*	[€ / a]	32.900
Betriebskosten		
durchsatzabh. Kosten	[€ / a]	26.250
durchsatzunabh. Kosten	[€ / a]	28.750
Zündöl	[€ / a]	30.000
Substrat	[€ / a]	48.750
Personal	[€ / a]	28.750
Summe Kosten	[€ / a]	299.788
Erlöse		
elektr. Strom	[€ / a]	410.342
Wärme/Einsparung Heizkosten	[€ / a]	18.750
Düngewert	[€ / a]	7.500
Summe Erlöse	[€ / a]	436.592
Differenz (∑ Erlöse - ∑ Kosten)	[€ / a]	136.804
Prozentual, bezogen auf Invest**	[%]	10,9

*: 25 % Eigenanteil am Gesamtinvest

** : vor Steuern

Fazit: Mit den Daten der statistischen Auswertung, der angesetzten Anlagengröße sowie den Randbedingungen ergibt sich bei der statischen Betrachtung eine Wirtschaftlichkeit, die eine Investition interessant macht.

7.4.2 Holzheizkraftwerk

Die statische Berechnung für das modellhafte Holzheizkraftwerk zeigt noch eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Ursache ist, daß die zeitliche Veränderung des Vorhabens über die Betriebszeit keinen Eingang in die Betrachtung findet und somit die Schere zwischen Einnahmen und Ausgaben nicht sichtbar wird.

Tab. 7.4.2-1: Ergebnis der statischen Wirtschaftlichkeitsrechnung

Kapitalabhängige Kosten		
Abschreibung Planung + Genehmigung	[t€ / a]	77,3
Abschreibung Bau	[t€ / a]	128,0
Abschreibung Nebenanlagen	[t€ / a]	29,0
Abschreibung Verbrennung/Dampferzeugung	[t€ / a]	540,0
Abschreibung Wärmenutzung/Energieerzeugung	[t€ / a]	383,3
Abschreibung Abgasreinigung	[t€ / a]	140,0
Abschreibung MSR	[t€ / a]	155,0
Abschreibung Standort	[t€ / a]	9,0
Zinsen*	[t€ / a]	524,0
Betriebskosten		
durchsatzabh. Kosten	[t€ / a]	440
durchsatzunabh. Kosten	[t€ / a]	240
RWU	[t€ / a]	700
Brennstoff	[t€ / a]	999
Personal	[t€ / a]	802,5
Reststoffe	[t€ / a]	20
Summe Kosten	[t€ / a]	5.187,1
Erlöse		
elektr. Strom	[t€ / a]	4.833,75
Wärmeerlös	[t€ / a]	562,5
Summe Erlöse	[€ / a]	5.396,25
Differenz (∑ Erlöse - ∑ Kosten)	[€ / a]	209,1
Prozentual, bezogen auf Invest**	[%]	1,0

*: 25 % Eigenanteil am Gesamtinvest

** : vor Steuern

7.5 Musterrechnung dynamisch

7.5.1 Biogasanlage

Die dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Muster-Biogasanlage ergibt mit den Randbedingungen einen Internen Zinsfuß von 13,01 % nach einer Betriebszeit von 20 Jahren. Wie die vorangegangenen Methoden sind die Bedingungen interessant für den Invest.

Die dynamische Herangehensweise aber setzt einen wesentlichen Warnpunkt: Die Biogasanlage mit der Vergütung des Stromerlöses gemäß EEG ist darauf angewiesen, daß in den ersten Betriebsjahren ein hoher Gewinn eingefahren wird. Durch die konstante Stromvergütung bei steigenden Unterhaltungskosten sinkt der Deckungsbeitrag III kontinuierlich ab (s. **Abb. 7.5.1-1**).

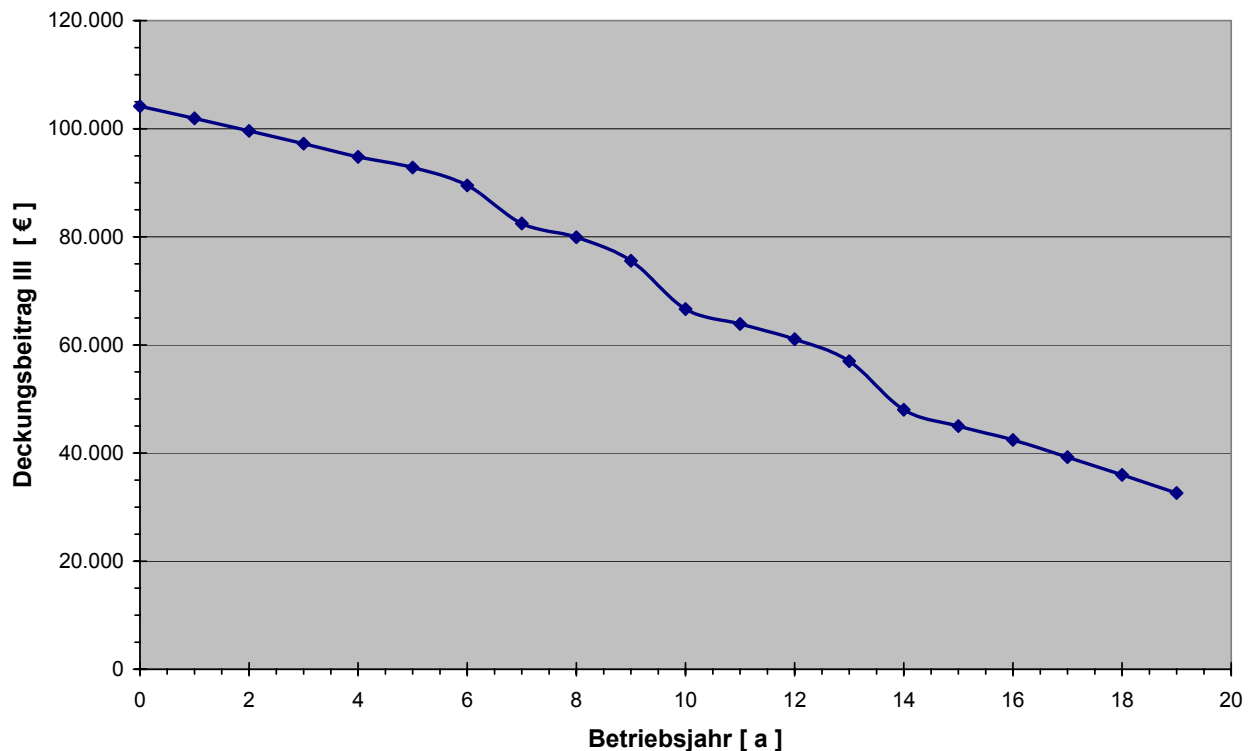


Abb. 7.5.1-1: Entwicklung des DB III für die Biogas-Modellanlage

Eine Anlage muß somit sehr früh rentabel sein. Ein schlechter Start ist unter den Randbedingungen der statistischen Erhebung nicht mehr aufzuholen.

Bei den Sensitivitätsanalysen laufen die Kurven nicht mehr so linear wie bei der Annuitätsrechnung nach VDI 2067 (s. **Abb. 7.5.1-2**). Als „Schmerzgrenze“ für den Invest gibt es mehrere Möglichkeiten: Soll das Kapital eine Mindestverzinsung gemäß des Kapitalmarktes erbringen ? Dann könnten die Substratkosten bis ca 9,5 % des Investwertes steigen, was höher ist als die

ca 7,5 %, bei denen die Annuität ins Negative rutscht. Oder soll eine Risikoabsicherung auf einen Internen Zinsfuß von z.B. 10 % erfolgen ? Dann lägen die zulässigen Substratkosten bei nur ca 6 % des Gesamtinvestes.

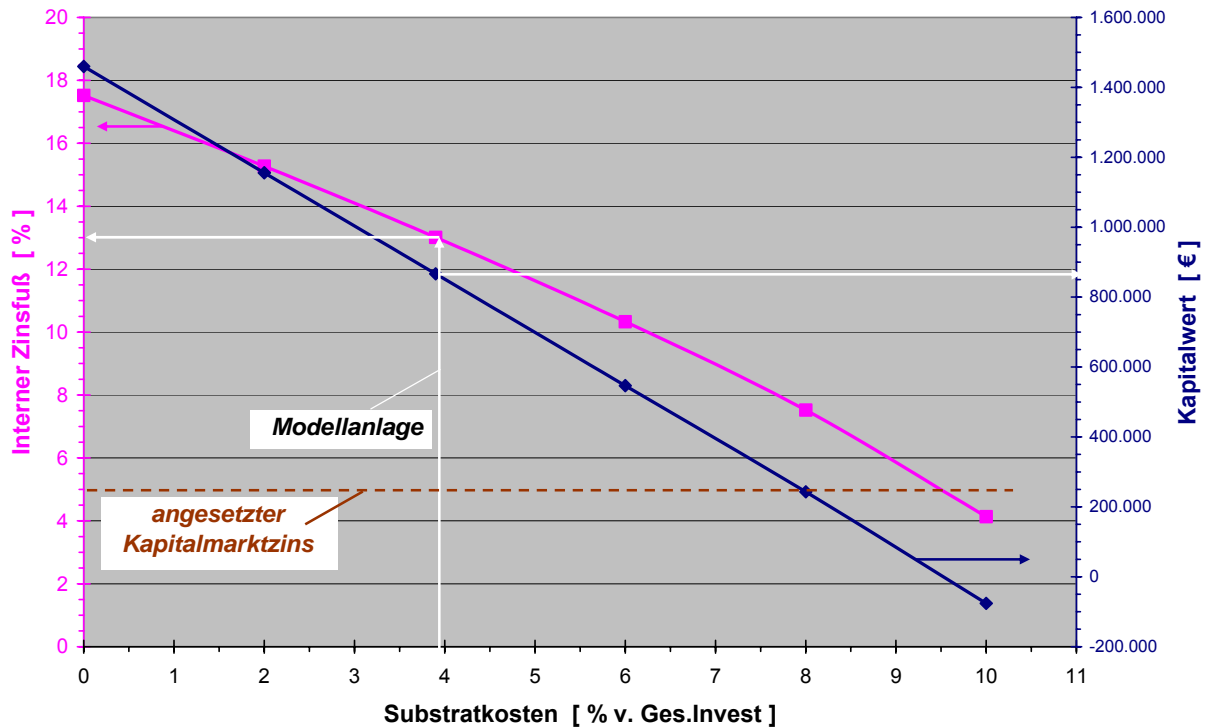


Abb. 7.5.1-2: Einfluß der Substratkosten auf die Investentscheidung

Die Musterrechnung zeigt bei allen Sensitivitätsanalysen eine gewisse Toleranz gegenüber Einnahmeeinbußen. Ursache ist die Gewerbesteuer, welche von Einnahmeüberschüssen abgezogen wird, bevor sich der Interne Zinsfuß errechnet (s. **Abb. 7.5.1-3**)

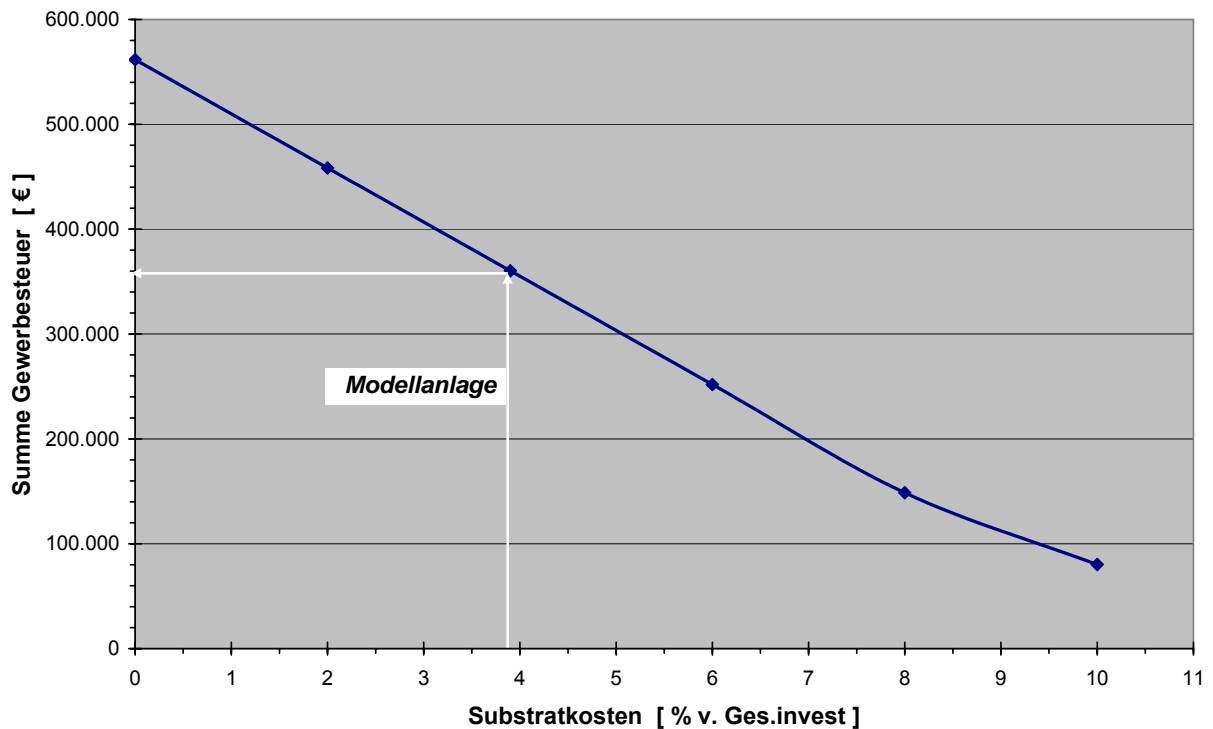


Abb. 7.5.1-3: Gezahlte Gewerbesteuer bei einer Betriebszeit v. 20 Jahren = f (Substratkosten)

Zur Überprüfung der o.g. Aussagen zum Abschluß noch ein in der Annuitätsrechnung als wesentlich gefundener Parameter: Der jährliche Stromerlös (s. **Abb. 7.5.1-4**).

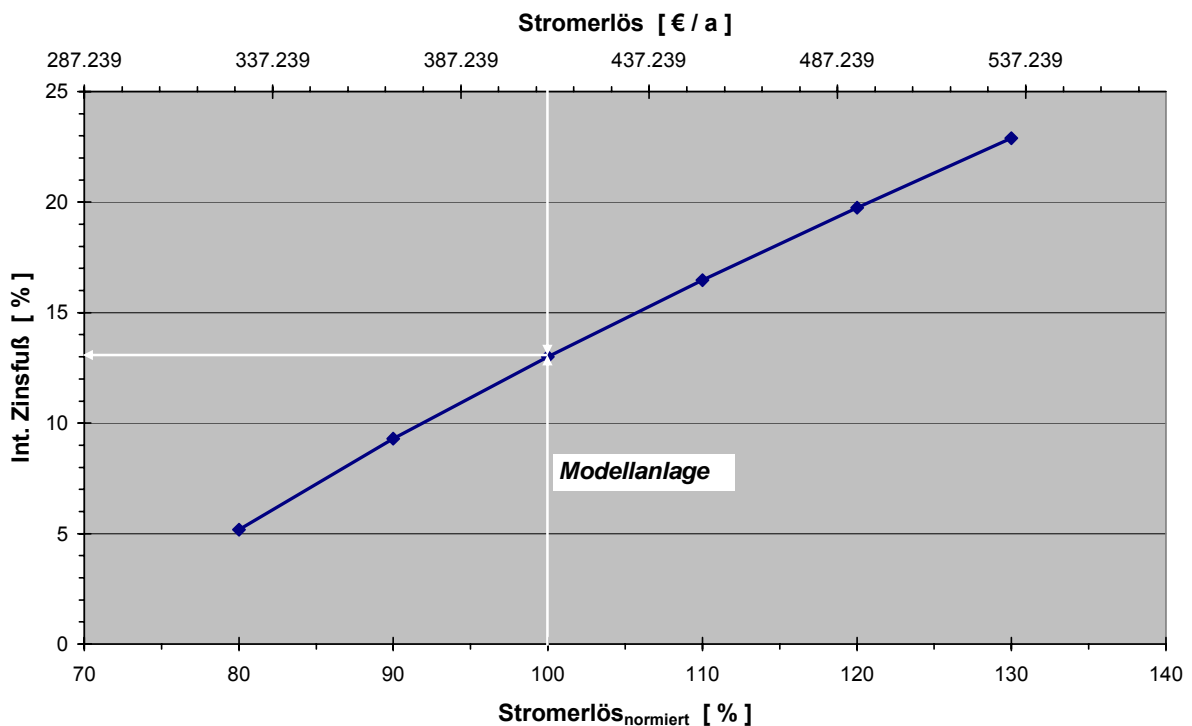


Abb. 7.5.1-4: Einfluß des Stromerlöses auf die Wirtschaftlichkeit bei dynamischer Betrachtung

Auch der Interne Zinsfuß reagiert sehr sensibel auf Änderungen des jährlichen Stromerlöses.

7.5.2 Holzheizkraftwerk

Die Ergebnisdarstellung der dynamischen Betrachtung zeigt die Ursache für die negativen Ergebnisse der Annuitäts- und statischen Rechnung klar auf: Der DB III sinkt über die Projektlaufzeit kontinuierlich ab (s. **Tab. 7.5.2-1**).

Tab. 7.5.2-1: Auszug aus der Ergebnisdarstellung der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung

Werte in €	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Zuzahlung für das Holz	-999.000	-1.018.980	-1.039.360	-1.060.147	-1.081.350	-1.102.977	-1.125.036	-1.147.537	-1.170.488	-1.193.897
Erlöse Strom + Wärme	5.395.616	5.418.116	5.441.516	5.465.852	5.491.161	5.517.483	5.544.858	5.573.328	5.602.936	5.633.729
sonst. Erlöse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUMME ERLÖSE	4.396.616	4.399.136	4.402.156	4.405.705	4.409.812	4.414.507	4.419.822	4.425.791	4.432.448	4.439.831
Beseitigung Asche	19.980	20.380	20.787	21.203	21.627	22.060	22.501	22.951	23.410	23.878
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
WERTSCHÖPFUNG	4.376.636	4.378.756	4.381.369	4.384.502	4.388.185	4.392.447	4.397.321	4.402.840	4.409.039	4.415.953
Gehälter Angestellte	445.448	458.812	472.576	486.754	501.356	516.397	531.889	547.845	564.281	581.209
Löhne gewerb. Mitarb.	356.566	367.263	378.280	389.629	401.318	413.357	425.758	438.531	451.687	465.237
Jahresgeh.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aushilfen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUMME PK	802.014	826.074	850.857	876.382	902.674	929.754	957.647	986.376	1.015.967	1.046.446
Instandhaltungskosten	595.154	535.639	619.198	743.038	757.899	773.057	788.518	804.288	820.374	836.782
sonst. durchsatz.abh.Kosten	965.461	444.834	449.728	454.675	459.676	464.732	469.845	475.013	480.238	485.521
durchsatz.unabh.Kosten	163.679	166.784	169.949	173.175	176.464	179.817	183.234	186.719	190.271	193.892
Verwaltungskosten	75.826	77.343	78.890	80.468	82.077	83.718	85.393	87.101	88.843	90.620
Gewerbesteuer	0	91.837	72.230	45.713	0	0	0	0	0	0
Abschreibungen	1.525.710	1.525.710	1.525.710	1.525.710	1.525.710	1.525.710	1.525.710	1.525.710	1.525.710	1.525.710
Zinsen	524.310	524.310	524.310	524.310	524.310	524.310	524.310	524.310	524.310	524.310
SUMME KOSTEN	4.652.156	4.192.532	4.290.872	4.423.471	4.428.810	4.481.099	4.534.657	4.589.517	4.645.713	4.703.280
DB III	-275.520	186.225	90.497	-38.969	-40.625	-88.652	-137.336	-186.677	-236.675	-287.327

Der Interne Zinsfuß ist negativ und liegt im unattraktiven Bereich.

8. Zusammenfassung

Die Datensammlung für verschiedene Verfahren zur Biomassekonversion für energetische Zwecke lieferte ein sehr heterogenes Bild der Anwendung in der Praxis. So sind die seit langem bekannten Verfahren der Stirling- und Dampfmaschinen sowie der Mikrogasturbine noch nicht in einem Stadium, daß man von einer kommerziellen Nutzung im Falle von Biomasse sprechen kann. Bei fossilen Energieträgern, speziell Erdgas, sind erste Erfolge zu verzeichnen und es ist abzusehen, daß die Entwicklungsarbeiten den Brennstoffbereich erweitern werden.

Die Datenerhebung lieferte bei den mit ORC befaßten Institutionen ein optimistisches Bild. Erste Anlagen sind für Holz in Betrieb und die technischen und kommerziellen Aussichten sind gut. Für eine statistische Auswertung aber ist die Anlagenzahl zu gering.

In Deutschland etabliert sind etliche Anlagen der Verfahren Biogas aus Vergärung, Holzheizkraftwerke und Kleinf Feuerungsanlagen vorzugsweise mit Holz, wenige mit Stroh, Getreide oder biologischen Reststoffen. Viele Holzheizkraftwerke leiden unter den in den letzten Jahren stark angestiegenem Brennstoffpreis. Der Rücklauf auf die Auditfrage war sehr schlecht; die Informationen mußten aus älteren statistischen Erhebungen der Literatur gezogen werden bzw. aus mündlichen Auskünften und schriftlichen Unterlagen, welche mit der Verpflichtung zur strengen Vertraulichkeit gegeben und in dieser Arbeit stark anonymisiert verwertet wurden. Im Gegensatz dazu sind die Betreiber von Kleinf Feuerungsanlagen überwiegend sehr zufrieden mit der Zuverlässigkeit der Technik und der Kostenersparnis, solange sie eine Eigenversorgung leisten können. Die statistische Auswertung der Biogasanlagen, welche v.a. auf einem umfangreichen Projekt [2] beruhte, zeigte den hohen Stand der Technik und die Bedeutung einer guten vorausschauenden Planung auf.

Die Nutzung der statistischen Daten für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen nach VDI 2067, angewendet auf die drei genannten Techniken lieferte ein komplexes Bild. So ist der Rechenweg nach der Annuitätenmethode in der Richtlinie ausführlich und nachvollziehbar beschrieben. Leider sind die Tabellen des Anhangs für die Ermittlung der verschiedenen Faktoren für keine der untersuchten Biomasse-Verfahren anwendbar. Selbst im einfachen Fall der Kleinf Feuerungsanlagen stimmen die Faktoren für Instandhaltung und Personalaufwand nicht mit der Praxis überein. Ursache ist, daß viele Betreiber ihre Anlagen in Eigenleistung warten, instandsetzen und mit Brennstoffversorgen und nur den Schornsteinfeger zur Überprüfung benötigen.

Für die Biogasanlagen und Holzheizkraftwerke sind die Faktoren des Anhangs ohnehin nicht gedacht. In den Rechnungen für Modellanlagen wurden Ergebnisse der statistischen Auswertung verwendet. Die VDI-Richtlinie im Vergleich mit einer statischen Rechnung und einer dynamischen Kalkulation lieferte für den Investor die gleiche Tendenz zum Investentscheid wie die beiden anderen Verfahren. Zu bemerken ist, daß die Abschreibungszeit für das BHKW gemäß VDI 2067 bei konservativer Betrachtungsweise deutlich zu lang gegenüber der Datenerhebung für Biomasse-Anlagen ist. Sensitivitätsanalysen, exemplarisch am Beispiel der Biogasanlage durchgeführt, wiesen auf die hohe Bedeutung von BHKW-Abschreibungszeit, Substratpreis, Dieselpreis für evtl. Zündölmotoren, Wärmeerlös und Stromausbeute hin. Die Analysen können mit der VDI-Methode einfach durchgeführt werden, wenn der Rechenweg für die jeweilige Anlage einmal steht. Besonders zu beachten bei allen Anlagen ist auch der Umstand, daß der Strompreis über 20 Jahre konstant ist, während die Kosten und ein evtl. Wärmeerlös steigen. Die VDI 2067 ist in der Lage, die Zeitabhängigkeit im Ergebnis abzubilden.

Sie besitzt damit einen deutlichen Vorteil gegenüber statischen Rechnungen. Diese können unter Umständen eine positive Investitionssituation darstellen, welche tatsächlich nicht gegeben ist. Nicht erkennbar bei der Richtlinie wird allerdings, wann im Laufe der Projektlaufzeit dem Betreiber besondere Risiken entstehen. Hier liefert die dynamische Methode mit der Möglichkeit der jährlichen Darstellung aller Kosten und Erlöse ein detailliertes Bild. So ist am Beispiel der Biogasanlage deutlich zu sehen, daß der DB III in den ersten Jahren hoch sein muß. Eine Anlage, welche in den ersten Betriebsjahren im Minus ist, kann das Defizit im weiteren Betriebsverlauf nicht mehr einholen. Es sei denn, es treten außergewöhnliche Umstände wie ein nicht kalkulierter hoher Wärmeverkauf ein.

Die vorliegende Studie liefert Anhaltspunkte für zu erwartende Größenordnungen an Investition, Instandhaltungs-, Personal- und Betriebsaufwand für die Verfahren Biogasanlage, Holzheizkraftwerke und Kleinf Feuerungen, welche für Berechnungen nach VDI 2067 verwendet werden können. Anhand der Schwankungsbreiten der Graphiken aber wird deutlich, daß projektbezogene Bedingungen wie Standort und Substrat eine individuelle Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfordern.

9. Schlußfolgerungen und Lösungswege

Die Zielstellung einer Datensammlung nach VDI 2067 für Anlagen zur Nutzung von Biomasse für Strom- und Wärmezwecke konnte aus den in den vorhergehenden Kapiteln erläuterten Gründen nicht erreicht werden. Allein schon die Nomenklatur der Tabellen A2 bis A4 erlaubt nicht die Anwendung für die betrachteten Anlagen im Stand der Technik.

Als ein Lösungsvorschlag bietet sich an, den Anhang der VDI 2067 zu erweitern und für Holzheizkraftwerke und Biogasanlagen eigene Tabellen zu erstellen. Dabei ist zu berücksichtigen, daß die Zahl der Anlagen niemals so hoch wie bei den Heizungs- (A2), Raumlufttechnischen (A3) und Trinkwasserversorgungs- (A4) Anlagen sein wird. Die in der jetzigen Fassung der DIN vorhandene technische Detailtiefe dürfte statistisch kaum abzusichern sein.

Empfehlenswert erscheint, die Anlagen in Baugruppen aufzuteilen. Dies könnte bei den Holzheizkraftwerken die Strukturierung z.B. gemäß Bauteil, Verbrennung/Dampferzeugung, Abgasreinigung, E- + MSR-Technik, Nebenanlagen sowie Wärmenutzung + Energieerzeugung sein. Bei den einfacher zu überschauenden Biogasanlagen wäre denkbar den Bau in Substratlager, Hygienisierung, Fermenter, Gärrückstandslager, Tanks, Maschinenraum einzuteilen und die Technik in Annahme + Aufbereitung, Substratzugabe, Substratleitungen, Gasreinigung, Heizungsanlage, Rührwerke, Pumpen, E- + MSR-Technik sowie Wärmenutzung und Energieerzeugung.

Nicht durch Regularien zu überwinden sind wirtschaftlich enge Situationen wie bei den Holzheizkraftwerken zur Zeit mit entsprechend geringem Auskunftswillen. Datensammlungen können nur aus Veröffentlichungen oder vertraulichen Unterlagen gewonnen werden, welche z. B. anhand der oben vorgeschlagenen Baugruppen zu anonymisieren sind.

Die vorgeschlagene relativ grobe Struktur eventueller zusätzlicher Tabellen in der VDI 2067 widerspricht dem bisherigen Grundsatz einer hohen Detailtiefe; würde aber den Wunsch von

Investoren nach Datengrundlage, Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Risikoabschätzung erfüllen.

Abschließend noch erwähnenswert sind die innovativen Technologien wie ORC, Stirling- und Dampfmotor, Mikrogasturbine u.ä. Da außer beim ORC in Ansätzen erkennbar noch keine Nutzungen von kommerziellen Anwendungen für Biomassen absehbar sind, erscheint eine Berücksichtigung in der VDI 2067 zumindestens in den nächsten fünf Jahren unrealistisch.

10. Unterschrift

Clausthal-Zellerfeld, den 30.11.2007

Ort, Datum

pro S. Voegel

Dr.-Ing. Stefan Voegel

11. Verwendete Unterlagen

- [1] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG), 29. März 2000, Verkündungsfundstelle BGBl I 2000, 305. Aktuelle Fassung vom 21. Juli 2004 in BGBl I 2004, 1918
- [2] -: *Ergebnisse des Biogas-Messprogramms*; erstellt durch Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL)-Institut für Technologie und Biosystemtechnik; Hrsg. FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Gülzow), FKZ 220 179 00, 2005
- [3] -: *Handbuch zum Planungsprogramm HORTEB*; Heft 51, 2. Aufl., erstellt durch Universität Hannover-Institut für Technik in Gartenbau und Landwirtschaft; Förderer. FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Gülzow), Proj.-Nr. 95NR149-F, 2003
- [4] -: *EnBW baut Biogas-Einspeisungsanlage*; BBK Newsletter, Meta-Infodienst, Diestedde, 18.06.2007
- [5] Götze, T.: *Biogas - Erkenntnisse eines Energieversorgers*; Vortrag auf der Hauptversammlung des Vereins Deutscher Zuckertechniker, Warnemünde, 15.05.2007
- [6] Görisch, U.; Helm, M.: *Biogasanlagen-Planung, Errichtung und Betrieb von landwirtschaftlichen und industriellen Biogasanlagen*; Hrsg.: Eugen Ulmer KG, Stuttgart (Hohenheim), 2006, ISBN-13: 978-3-8001-483-8
- [7] -: *Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung*; Hrsg.: FNR-Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Gülzow); FKZ 220 272 00, 2004; erstellt durch Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (Leipzig), Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (Braunschweig) und Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (Darmstadt).
- [8] -; *Biogasanlagen - Hinweise für Planung, Ausführung und Betrieb*; VDMA-Einheitsblatt 4330; Hrsg.: Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer e.V. (VDMA) (Frankfurt a.M.); Februar 2006
- [9] Stromeinspeisegesetz (StrEG), gültig ab 1. Januar 1991, abgelöst durch EEG
- [10] -; *Pellet-Zentralheizungen & Pellet-Einzelöfen -Marktübersicht-*; Hrsg.: Biomasse Info-Zentrum am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Okt. 2002. gefördert durch FNR-Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Gülzow).
- [11] Uth, J.: *Marktübersicht: Scheitholzvergaserkessel, Scheitholz-Pellet-Kombinationskessel*; Hrsg.: FNR-Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Gülzow); 4. Aufl. 2004
- [12] -; *BHKW-Kenndaten 2005*; Hrsg: ASUE - Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (Kaiserslautern); i.A. der Stadt Frankfurt a.M. (Energierferat), Best.-Nr. 05 05 05; <http://www.asue.de>
- [13] -: *Blockheizkraftwerke*; Hrsg. Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg; 3. Aufl. 2004
- [14] Strauß, K.: *Kraftwerkstechnik*; Springer Verlag Berlin•Heidelberg•New York, 4.Aufl., ISBN 3-540-64750-3, 1998
- [15] Buschmann, G.; Clemens, H.; Hoetger, M; Mayr, B.: *Der Dampfmotor - Entwicklungsstand und Marktchancen*; MTZ Motortechnische Zeitschrift 05/2001, Verlag Friedr. Vieweg & Sohn (Wiesbaden)
- [16] Audit bei der Fa. GMK - Gesellschaft für Motoren und Kraftanlagen mbH, Bargeshagen, 13.02.2007

- [17] Settertobulte, R.; Senge, F.: *Ein Jahr Betriebserfahrungen mit ORC-Prozess*; EURO Heat & Power, VWEW Energieverlag GmbH; Dez. 2006
- [18] Werdich, M.; Kübler, K.: *Stirling-Maschinen - Grundlagen•Technik•Anwendungen*; ökobuch Verlag (Staufen bei Freiburg); ISBN 3-922964-96-6, 10. Aufl. 2005
- [19] *Mikro-KWK – Motoren, Turbinen und Brennstoffzellen*; Hrsg: ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., <http://www.asue.de>, 2005
- [20] Strom und Wärme – Mikrogasturbine; <http://www.bhkw-anlage.de/mikrogasturbine.htm>
- [21] Jung, J.: *Angewandte Kosten- und Wirtschaftlichkeitsrechnung bei der Anlagenprojektierung*; Begleitmaterial zur Vorlesung, Universität Dortmund-Lehrstuhl für Anlagentechnik, 1989
- [22] Ortmaier, E.: *Ökonomische Voraussetzungen für einen erfolgreichen Anlagenbetrieb beim Einsatz biogener Festbrennstoffe - Projektbeispiele aus Bayern*; VDI Berichte Nr. 1236, S. 283-299, 1996
- [23] Jäger, F.: *Methoden zur betriebswirtschaftlichen Bewertung regenerativer Energiequellen*; ISES/BSE-Fachtagung *Bewertung der Wirtschaftlichkeit regenerativer Energien*; München, 1.12.1982
- [24] FNR-Homepage zum Thema *Standorte von Bio-Heiz(kraft)werken in Deutschland*; <http://fnr-server.de/cms35/index.php?id=640&GID=0&KID=10&OID=0>
- [25] C.A.R.M.E.N.-Homepage zu bayrischen Projekten; http://www.carmen-ev.de/dt/energie/beispielprojekte/pro_ener.html
- [26] -: *Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse*; Gutachten der Fa. Fichtner GmbH & Co. KG, Stuttgart, April 2002
- [27] -: *Biomassekatalog Sachsen-Anhalt*; Gutachten des Institut für Energetik und Umwelt GmbH, Leipzig, September 2002
- [28] Vertrauliche Unterlagen
- [29] Seeger, K.: *Stand und Perspektiven der energetischen Verwertung von Altholz - Potenziale-Technik-Kosten*; in *Bio- und Restabfallbehandlung IV*, 12. Kasseler Abfallforum 2000; Hrsg.: K. Wiemer, M. Kern; ISBN 3-928673-31-9
- [30] Jochimsen, H.: *Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen*; DLG-Verlags-GmbH, Frankfurt, 2006, ISBN 3-7690-3156-3
- [31] -: *Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2004 bis Dezember 2005*; Gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Durchführende: *Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe* und dem *Solites Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme*

12. Abkürzungsverzeichnis

AfA	A bsetzung für A bnutzung
Bh	Betriebsstunden
BHKW	B lock h eiz k raft w erk
DB III	D eckungs b eitrag III
EEG	E rneuerbare E nergien G esetz
MSR	M essen - S teuern - R egeln
Nawaro	N ach w achsende R ohstoffe
ORC	O rganic- R ankine- C ycle