

Leitfaden für Betreiber, Hersteller und Behörden

Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen

H. Timmerer, F. Lettner

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

45/2005

Impressum:

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

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

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

Projektfabrik Waldhör
Nedergasse 23, 1190 Wien
Email: versand@projektfabrik.at

Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergasungsanlagen

Leitfaden
für Betreiber, Hersteller und Behörden

DI Helmut Timmerer,
DI Friedrich Lettner

Institut für Wärmetechnik, TU-Graz

Wien, November 2005

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Eine Kurzfassung dieses Berichts wurde ebenfalls in der Schriftenreihe „Berichte aus Energie- und Umweltforschung“ des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie publiziert (Berichte aus Energie- und Umweltforschung, Nr. 45a/2005). Bestellmöglichkeit sowie die Liste aller Berichte der Schriftenreihe finden Sie auf der Programmhometpage <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>.

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

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

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen. Durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die **Schriftenreihe "Nachhaltig Wirtschaften konkret"** soll dies gewährleistet werden.

Dipl. Ing. Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis.....	1
2	Projektinhalt - Kurzfassung	5
3	Vergasung von Biomasse – Technologien & State of the Art.....	9
3.1	Einführung.....	9
3.2	Grundsätzliche Beschreibung der Anlagen- und Verfahrensschritte	10
3.2.2	Vergasungsreaktor.....	13
3.2.3	Gaskühlung.....	14
3.2.4	Gasreinigung.....	15
3.2.5	Gasnutzung.....	17
3.2.6	Anfallende Rückstände und gesundheitsrelevante Aspekte	21
3.3	Vergasungstechnologien – ein Überblick	25
3.3.1	Vergasung in Festbettreaktoren	25
3.3.2	Vergasung in der Wirbelschicht.....	31
3.3.3	Vergasung im Flugstrom	33
3.4	Gasreinigung – ein Überblick	33
3.4.1	Staubbehandlungssysteme.....	35
3.4.2	Teerbehandlungssysteme.....	42
3.4.3	Zusammenfassung - Gasreinigung	45
3.4.4	Abwasseraufbereitung von Abwässern aus Biomassevergasungsanlagen	45
3.5	Gasnutzung – ein Überblick	59
3.5.1	Technik von Blockheizkraftwerken	59
3.5.2	Blockheizkraftwerk mit Verbrennungskraftmaschine.....	60
3.5.3	Betrieb von Blockheizkraftwerken - Energetische Einbindung	75
3.5.4	Schadstoffminderungskonzepte in Blockheizkraftwerken	80
3.6	Zusammenfassung.....	84
4	Genehmigungsverfahren für Biomassevergasungsanlagen.....	86
4.1	Gewerblich genutzte Anlagen	87
4.2	Genehmigungsverfahren nach Elektrizitätsrecht.....	88
4.3	Genehmigungsverfahren für Anlagen in denen Abfälle verwertet werden - Abfallwirtschaftsgesetz 2002 [64].....	110
4.4	Landesgasgesetze	110
4.5	Relevante Unterlagen im Genehmigungsunterlagen von Biomassevergasungsanlagen	110
4.6	Zusammenfassung.....	114
5	Entwicklung der Legislative auf dem Gebiet der Sicherheitstechnik	115
5.1	Maschinenrichtlinie.....	115
5.1.1	Ziele und Anwendungsbereich	115
5.1.2	Behandelte Gefahren	116
5.1.3	Anforderungen an den Brand- und Explosionsschutz	117
5.1.4	Besonderheiten der Maschinenrichtlinie im Vergleich mit der Richtlinie 1999/92/EG (ATEX-137) [30] und Richtlinie 1994/9/EG (ATEX 95) [29]	117
5.2	ATEX –Atmosphères Explosibles [29] [30].....	119
5.2.1	Einleitung	119
5.2.2	ATEX Richtlinien – Der explosionsgefährdete Bereich	120
5.2.3	ATEX 95 – Auswirkungen für den Hersteller [29].....	123
5.2.4	ATEX 137 – Auswirkung auf die Betreiber [30]	129

5.2.5	Österreichisches Gesetzes-, Normen, und Richtlinienwerk hinsichtlich der Anlagensicherheit in explosionsgefährdeten Bereichen	135
5.3	Pressurized Equipment Directive PED - Druckgeräterichtlinie [28]	136
5.3.1	Anwendungsbereich der Druckgeräterichtlinie	136
5.3.2	Konformitätsnachweisverfahren – Anwendung der Druckgeräterichtlinie	138
5.4	Auswirkungen der Druckgeräterichtlinie in Verbindung mit ATEX Richtlinien auf die technische Gestaltung von Biomassevergasungsanlagen	141
5.5	National Fire Protection Agency Report [32]	145
5.6	Brandschutzvorschriften – TRVB Richtlinien [91]-[100].....	147
5.7	Gasanwendungstechnik [86], [145]-[147]	148
5.8	Zusammenfassung der Sicherheitslegislative	151
6	Gestaltung der Risikobeurteilung	152
6.1	Allgemeines.....	152
6.2	Risikobeurteilung.....	152
6.2.1	Sicherheit von Maschinen – ÖNORM EN 1050 [33].....	154
6.2.2	Grundlagen und Methodik zur Einschätzung des Risikos in explosionsfähigen Atmosphären ÖNORM EN 1127-1 [34].....	155
6.3	Sicherheits- und Gesundheitsrisiken von Biomassevergasungsanlagen .	155
6.3.1	Allgemeine Gefahren	157
6.3.2	Brennstofflagerung.....	157
6.3.3	Betriebsmedienlager/Reststofflagerung	158
6.3.4	Brennstoffversorgung.....	158
6.3.5	Vergaser	158
6.3.6	Gasreinigung.....	159
6.3.7	Gasmotor (GM), Notgasverwertung (GMF) und Energieauskopplung (GME)	160
6.3.8	Prozessleittechnik (PLT)	160
7	Emissionen aus Biomassevergasungsanlagen	162
7.1	Abgasemissionen bei der Verwertung von Produktgasen aus Biomassevergasungsanlagen [38][60][61]	162
7.1.1	Mechanismen der Schadstoffentstehung	163
7.1.2	Abgasemissionen in realisierten Anlagen der Holzgasnutzung.....	166
7.1.3	Empfehlung für Emissionsgrenzwerte bei der Nutzung von Holzgas in Stationärmotoren - aus der Sicht des Projektteams realisierbare Emissionen unter Verwendung von BAT in der Prozesskette	171
7.2	Abwasseremissionen	178
7.2.1	Anzuwendende Grenzwerte für die Abwasserentsorgung in die öffentliche Kanalisation.....	178
7.2.2	Persönliche Schutzmaßnahmen für den Umgang mit Rückständen aus Biomassevergasungsanlagen	182
7.2.3	Gemessene Abwasserinhaltsstoffe	184
7.2.4	Vorschläge zur Abwasserbehandlung-/Handhabung aus unterschiedlichen Reinigungsverfahren zur Aufbereitung, Zwischenlagerung, Emission oder/und Entsorgung	185
7.2.5	Erforderliche Unterlagen für die Durchführung eines Genehmigungsverfahrens	186
7.3	Feste Rückstände aus Biomassevergasungsanlagen.....	186
7.4	Lärmemissionen, Erschütterungen [38], [59].....	187
7.4.1	Lärm- bzw. Schallemissionen.....	187
7.4.2	Erschütterungen.....	187

7.4.3	Anlagengestaltung - Aufstellräume	187
7.5	Zusammenfassung.....	188
8	Explosionstechnische Kenngrößen	190
8.1	Physikalisch-chemische Grundgrößen von Produktgasen	190
8.1.1	Produktgas aus Wirbelschichtvergasungssystem mit Wasserdampf als Vergasungsmittel.....	190
8.1.2	Produktgas aus Festbettvergasungssystemen mit Luft als Vergasungsmittel.....	191
8.2	Explosionsgrenzen von technischen Gasgemischen	192
8.2.1	Einleitung, Begriffsdefinitionen [75], [76]	192
8.2.2	Zünd- bzw. Explosionsgrenzen für Gasgemische aus Biomassevergasungsanlagen	194
8.3	Explosionsdruck	208
8.4	Exemplarische Anwendung der ermittelten Explosionsparameter auf die Versuchsanlage des IWT	216
8.4.1	Primärer Explosionsschutz - Explosionsgrenzen	218
8.4.2	Sekundärer Explosionsschutz	221
8.4.3	Tertiärer Explosionsschutz - Explosionsdruck und Explosionsdruckanstieg.....	224
8.5	Zusammenfassung – Sicherheitstechnik.....	226
9	Zusammenfassung und Ausblick	227
10	Literatur	229
Anhang A – Technologiebeschreibung, Risiko- und Risikofolgenbeurteilung		A-I
Anhang B – Sicherheitstechnik – Vorbereitung und Durchführung einer Risiko-Analyse an der Versuchsanlage des Instituts für Wärmetechnik....		B-I

2 Projektinhalt - Kurzfassung

Im vorliegenden Projekt-Endbericht zum Energiesysteme der Zukunft Projekt „**Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen**“ (EdZ-Projektnummer 807786) werden die abgearbeiteten Inhaltspunkte und die erreichten Ergebnisse in Form eines Projektberichtes zusammengestellt. Darüber hinaus wird eine Kurzfassung des Berichtes mit Verweisen auf diesen Endbericht vorgelegt.

Projektleitung:

TU Graz, Institut für Wärmetechnik
Univ.-Ass. Dipl.-Ing. Friedrich Lettner

Projektbearbeitung:

TU Graz, Institut für Wärmetechnik
Dipl.-Ing. Helmut Timmerer, Dipl.-Ing. Friedrich Lettner

Projektpartner:

GE Jenbacher AG
Dr. Günther Herdin, Dipl.-Ing. Michele Schiliro
REPOTEC GmbH.
Dipl.-Ing. Christian Aichernig
Amt der steiermärkischen Landesregierung
Dipl.-Ing. Dr. Bernhard Schaffernak, Dipl.-Ing. Adolf Gaich, Dipl.-Ing.
Dieter Thyr
Amt der oberösterreichischen Landesregierung
Dr. Helmut Dowertil, Dipl.-Ing. Anton Mangelberger, Dipl.-Ing. Roland
Leithner
TU Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Bio-
wissenschaften, AG Zero Emission Energy Technology
O. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Hermann Hofbauer, Dipl.-Ing. Dr.
Reinhard Rauch

Entsprechend dem der Projektbeauftragung vom 10.3.2004 zugrunde liegenden Projektantrag vom 5.9.2003 wurden die in der folgenden Aufstellung aufgelisteten Projekt-Inhaltspunkte bearbeitet und abgeschlossen:

Inhaltspunkte des Projektes

In **Arbeitspaket 1** wurde anhand der Versuchsanlage zur Vergasung von Biomasse mit Gasreinigung, Rückstandsaufbereitung und gasmotorischer Nutzung des Produktgases des Instituts für Wärmetechnik, TU Graz, eine exemplarische Zusammenstellung der möglichen Sicherheits- und Gesundheitsrisiken erarbeitet. Diese Auflistung wurde unter den Projektpartnern zur Information und mit der Bitte der Ergänzung durch eigene Erfahrungen aus diesem Bereich verteilt, die Rückmeldungen eingearbeitet, sodass dieser Teil unter den Projektpartnern akkordiert abgeschlossen vorliegt.

Die Erhebung der abwasserseitigen Inhaltsstoffe verschiedener Anlagen in **Arbeitspaket 2** sowie deren Lösungsansätze zur Reduktion/Entsorgung bzw. Ansätze zur Klärung der Grenzwertfrage wurden von der TU Wien in Form eines Werkvertrages durchgeführt. Die Ergebnisse der Arbeiten wurden wie die übrigen Ergebnisse unter den Projektpartnern verteilt und gemeinsam mit Rückmeldungen abgestimmt und eingearbeitet.

Die in **Arbeitspaket 3** beabsichtigte Klärung der Grenzwertfragen bzgl. der Abgasemissionen aus mit Produktgasen aus Biomassevergasungsanlagen betriebene Blockheizkraftwerke stellte sich als eine große Projektherausforderung dar. Aufgrund der derzeitigen Situation, dass im Allgemeinen sowohl die Gaserzeugungs-, wie auch die Gasreinigungstechnologie noch nicht als „Stand der Technik“ bezeichnet werden kann und dadurch das Blockheizkraftwerk gewissen Schadstoffen und zusätzlichen Belastungen ausgesetzt ist, welche die Schadstoffentstehung verstärkt, die Lebensdauer des Motors u. U. senkt und vor allem den Einsatz von Oxidationskatalysatoren derzeit durch die rasch abnehmende Aktivität des Katalysatormaterials aufgrund vom mit dem Motorabgas ausgetragenen Katalysatorgiften einschränkt, war die Findung eines Kompromisses bzgl. der Emissionsgrenzwerte eine interessante Aufgabe. Bedauerlicherweise liegen bis dato keine hinreichenden F&E-Ergebnisse vor, die eine exakte Begrenzung der Emissionen bei bekannten Auslegungsparametern und Standzeiten ermöglicht hätten. Deswegen hat man sich auf die Formulierung von „Emissionszielwerten“ für 2008 geeinigt, welche nach Überprüfung der zum dortigen Zeitpunkt vorliegenden Ergebnisse zu adaptieren sind. Darüber hinaus wurde angeregt, die Frage der Emissionsgrenzwertregelung auch auf Bundesebene (s. auch früherer Arbeitskreis für Stationärmotoren) zur Sprache zu bringen.

Innerhalb **Arbeitspaket 4** wurden Berechnungsansätze zur Abschätzung des Zündverhaltens sowie des zu erwartenden Explosionsdruckes durchgeführt. Die parallel dazu durchgeführten Explosionstests zeigen, dass die Vorhersage der genannten Eigenschaften explosiver Gasmische mit den bisherigen Ansätzen schwierig bzw. unmöglich ist - adaptierte bzw. neue Ansätze zeigen deutlich bessere Übereinstimmungen. Neben der Durchführung von Explosionstests und der Überprüfung von Berechnungs- und Simulationsansätzen wurden Biomassevergasungsanlagen in Wechselwirkung mit Arbeitspaket 5 auch auf deren Erfordernisse hinsichtlich des „Integrativen Explosionsschutzes“ durch Primär-, Sekundär-, Tertiärmaßnahmen, Maßnahmen zum ArbeitnehmerInnenschutz sowie sonstiger organisatorischer Art untersucht.

Von den Projektpartnern wurde ein weiteres sehr wesentliches Themengebiet (**Arbeitspaket 5**) eingebracht - die Genehmigungsaspekte hinsichtlich der Explosionsthematik konnten, entsprechend der derzeitigen gesetzlichen Regelung (EU-Richtlinien, Normen, Gesetze, Verordnungen) erfasst und bereits im Zwischenbericht abgebildet werden. Der im Zwischenbericht dargestellte Zusammenhang wurde in der Folge konkretisiert und detailliert.

Arbeitspaket 6 [früher 5] stellt die Berichtsergebnisse zusammen. Die von den Amtssachverständigen vorgeschlagene Projektbericht-Kurzfassung wird gemeinsam mit diesem Endbericht vorgelegt und enthält lediglich die essentiellen Punkte mit Verweisen auf dieses Dokument.

3 Vergasung von Biomasse – Technologien & State of the Art

3.1 Einführung

Die Vergasung von Biomasse mit nachgeschalteter gasmotorischer Umwandlung des Produktgases in Strom und Wärme bietet eine technische Möglichkeit zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energieträgern im Sinne einer Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Der Prozess der Biomassevergasung mit nachgeschaltetem Gasmotor zielt besonders auf das Gebiet der dezentralen Nutzung von Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungen ab. Im Vergleich zu den KWK-Technologien auf Basis von Verbrennungssystemen werden auch im niedrigen Leistungsbereich höhere elektrische Wirkungsgrade und höhere Stromkennzahlen σ erreicht – die Stromkennzahl wird errechnet aus dem Quotienten von elektrischer und thermischer Leistung der Gesamtanlage. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen werden maßgeblich an diesen Kennzahlen gemessen – Biomassevergasungs-KWK-Anlagen bieten daher für den kleinen Leistungsbereich relativ hohe elektrische Leistungsausbeuten bei geringer anfallenden thermischen Leistungen, was eine Grundlasteinordnung in Nah- und Fernwärmesysteme erleichtert (siehe Kapitel 3.2.5.1).

Für die erfolgreiche Markteinführung ist die Einhaltung verschiedenster europäischer Richtlinien sowie nationaler Gesetze, Verordnungen, Normen, technischer Richtlinien und die Errichtung genehmigungsfähiger Biomassevergasungsanlagen nach Gesetzesstand erforderlich. In den Gesetzespassagen wird vielfach die Definition des „Standes der Technik“ verwendet, der wie folgt definiert ist [13]:

„ist der auf den einschlägigen wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhende Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen, Bau- oder Betriebsweisen, deren Funktionstüchtigkeit erprobt und erwiesen ist. Bei der Bestimmung des Standes der Technik sind insbesondere jene vergleichbaren Verfahren, Einrichtungen Bau- oder Betriebsweisen heranzuziehen...“

Aussagen über den Stand der Technik lassen sich unter der Zuhilfenahme von Beurteilungs- bzw. Festlegungskriterien machen, die der Anlage 6 der Gewerbeordnung zu entnehmen sind [121]. Derzeit existieren noch keine Anlagen, die diesem definitionsgemäßen „Stand der Technik“ entsprechen, da die Technologie in weiten Bereichen noch in Entwicklung steht. Aus den derzeitigen Daten und Fakten lässt sich ein „Stand der technischen Wissenschaft“ definieren, der sich sowohl aus Daten derzeit vorangetriebener Projekt- und Prozessentwicklungen als auch aus wissenschaftlichen Erkenntnissen sowie aus prinzipiellen Verfahrenskonzeptcharakterisierungen zusammensetzt.

In Abbildung 3-1 ist ein vereinfachtes Anlagenschema einer allgemeinen Vergasungsanlage mit deren Anlagenkomponenten dargestellt, anhand dessen eine grobe Verfahrensbeschreibung möglich ist. Der Brennstoff wird in der Regel über einen luftdichten Abschluss (Ausnahme Open Top Vergaser) in den Vergasungsreaktor eingebracht. Im Vergasungsreaktor findet entsprechend den verschiedenen Vergasertechnologien eine Umsetzung des eingebrachten Brennstoffs in ein Produktgas statt, auf das in späteren Kapiteln näher eingegangen wird. Im Vergasungsreaktor bzw. dessen Nebenreaktoren finden die Vorgänge der Trock-

nung, Pyrolyse, Oxidation und Reduktion statt. Das Produktgas verlässt den Reaktor mit einer gewissen Schadstoffbelastung und Enthalpie. In den weiteren Prozessführungsschritten wird die im Produktgas enthaltene sensible Wärme zur Bereitstellung interner Prozesswärme, aber auch zur Auskoppelung von Wärme genutzt. In verschiedenen Reinigungs- und Kühlkomponenten wird das Produktgas einer trockenen (heißen) und/oder nassen Gasreinigung unterzogen, um den entsprechenden Reinheitsanforderungen für den späteren Einsatz im Gasnutzungsaggregat (Gasmotor, Gasturbine, Mikrogasturbine und ev. Brennstoffzelle) gerecht zu werden.

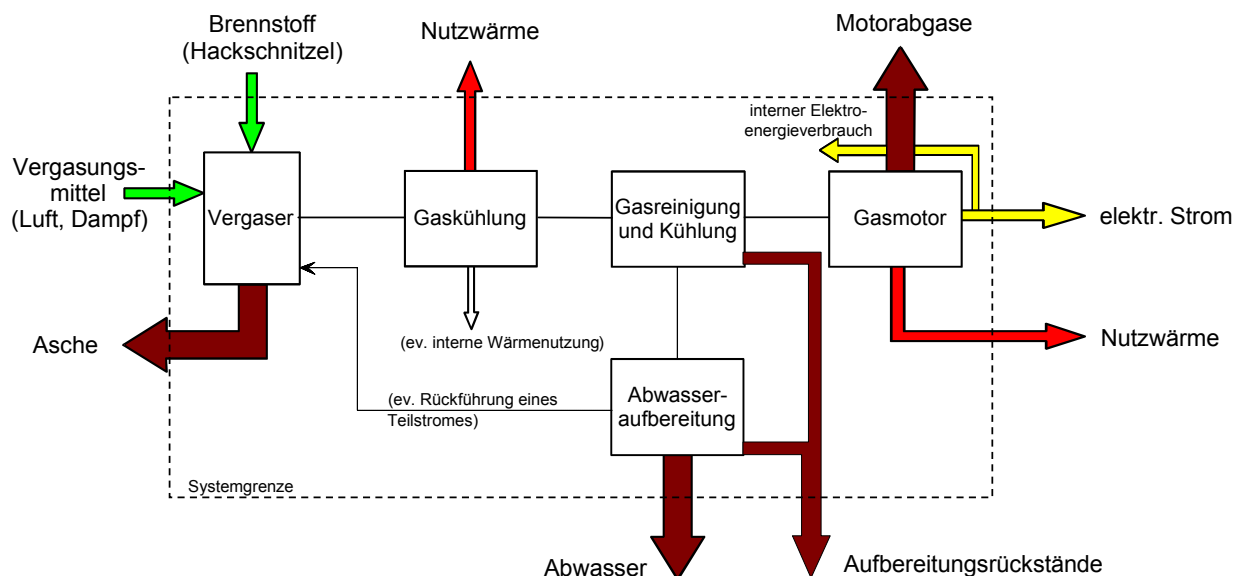


Abbildung 3-1: Vereinfachte Darstellung eines Biomasse-Blockheizkraftwerkes mit den gasförmigen, flüssigen und festen Emissionsströmen [1]

3.2 Grundsätzliche Beschreibung der Anlagen- und Verfahrensschritte

Das Kapitel 3.2 beschreibt die Prozesskette der Biomassevergasungstechnologie in den einzelnen Verfahrensschritten im Überblick. Der schematische Verfahrensüberblick ist Abbildung 3-1 zu entnehmen. Eine kurze Beschreibung der einzelnen Verfahrensschritte und Arbeitsweisen in den Verfahrensschritten sowie einiger wichtiger Punkte, die aus heutigem Wissensstand zu beachten sind, werden im Folgenden angeführt. Eine detaillierte Beschreibung und die Abgrenzung der verschiedenen Verfahren zur Realisierung der gesamten Prozesskette erfolgt in den Unterkapiteln 3.3 bis 3.5.

Weiters ist in den folgenden Unterkapiteln eine Auflistung wichtiger, zu beachtender Punkte zu finden, mit deren Nichtbeachtung entsprechende Auswirkungen auf den Anlagennormalbetrieb und damit gegebenenfalls Gefahrensituationen verbunden sein können. Mögliche Gefahrensituationen und deren Beherrschung sind in den Folgekapiteln nicht enthalten. Eine Beurteilung möglicher auftretender Gefahren, sowie eine Auflistung zu ergreifender Maßnahmen aus der Erfahrung im Betrieb an der IWT Versuchsanlage ist dem Anhang zu entnehmen – Zielsetzung dieser erarbeiteten Liste ist eine Grundlage für die Risikobeurteilung möglicher Gefahren (Gesundheitsschädigung, Vergiftungsgefahr, Brand- und Explosionsgefahr etc.) zur Verfügung zu stellen.

Es ist an die detaillierte Beschreibung der einzelnen Prozessabschnitte voranzustellen, dass in Biomassevergasungsanlagen eine brennbare Gasmischung giftiger und brennbarer Gase und mit der Gaserzeugung und Gasreinigung in Verbindung stehende Reststoffmengen erzeugt, gefördert, umgewandelt und verwertet werden können, die sowohl gesundheitsschädigend auf den menschlichen Organismus (Vergiftung, Erstickungsgefahr, Brand- und Explosionsgefahr) als auch beeinträchtigend auf die Umwelt (Anlagenemission und in Folge Anlagenimmissionen) wirken können. Aus diesem Grund sind zur Wahrung menschlicher Gesundheit und zum Schutz der Umwelt entsprechende Anforderungen an die technische Ausstattung derartiger Anlagen zu stellen.

3.2.1.1 Brennstoff, Brennstofflagerung, -zufuhr und -einbringung

Der Bereich der Brennstofflagerung, -zufuhr und -einbringung hat wesentlichen Einfluss auf die Brennstoffqualität (z.B. durch Trocknungsprozesse während der Lagerung). Darüber hinaus sind auch die in diesem Bereich zu erwartenden Emissionen (Zustellzeiten, -intervalle, Schall- und Staubemissionen bei der Lagerbeschickung, Dämpfe aus dem Trocknungsprozess) und der zutreffende Brandschutz bzw. das Staubexplosionsschutzthema zu beachten.

Hinsichtlich der Brennstoffbeschaffenheit ist zu beachten, dass im Rahmen dieses Projektes von der Nutzung von naturbelassenem Waldhackgut [43], [44] von entsprechender Korngröße (Stückigkeit) ausgegangen wird – die dargestellten Inhaltspunkte sind nur für naturbelassenes Waldhackgut von Gültigkeit.

Für den Bereich der Brennstofflagerung, -zufuhr, - und -einbringung ist weiters anzumerken, dass die Möglichkeit zum Entstehen von Staubexplosionen bei Hackgut mit hohem Feinanteil besteht. Seitens des Anlagenbetreibers besteht für diese Anlagenbereiche die Verpflichtung zur Einhaltung der Explosionsschutzmaßnahmen nach ATEX (Sauberkeit, Vermeidung von Staubaufwirbelung, kombinierter Brand-Zündschutz, Wahl des Hackgutherstellungsverfahrens, ...).

3.2.1.2 Brennstoff- und Hilfsbrennstofflagerung

Die Brennstofflagerung umfasst den Bereich der Brennstoffanlieferung und die Brennstoffbehandlung während der Lagerzeit. Die gelagerten Brennstoffmengen sind von der jeweiligen Anlagenkonfiguration (Leistungsbereich, Brennstofflogistik, Anlagenbetriebsbereitschaft) abhängig. Neben den Biomassebrennstoffmengen ist auch auf die Lagerung von Hilfsbrennstoffen (Propangas, Diesel-Kraftstoffe etc.) für diverse Zufeuerungszwecke sowie brennbare Betriebsmittel (Schmieröle, Wasch-emulsionen für den Betrieb der Gasreinigungsanlage etc.) und Anlagenabfälle zu achten.

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- Kontrolle der Brennstoffqualität bei der Anlieferung
- Zustelllogistik (Zustellzeiten und -häufigkeit in Bezug auf mögliche unzumutbare Belästigungen von Anrainern, Schall- und Staubemissionen bei der Zustellung)
- Trocknungsprozess während der Lagerzeit (Durchströmung der Schüttung mit Trocknungsluft, Schüttungsumwälzung, Brennstoffumschlag)

- Energiebedarf für die Trocknung (natürliche vs. Zwangstrocknung), [verbunden mit Staub- und Feuchteabgabe]
- Erfüllung allgemeiner bautechnischer Anforderungen an die Ausführung der/des Lagerhallen/Lagerräume/Lagerplatzes (Brandschutz, Raumordnung, Bautechnik, ...)
- Bauteile – Brandschutz [47]
- Temperaturüberwachung im Brennstofflagerraum [47]
- Löscheinrichtung (Sprinkleranlage) (Hinweis: Vorschriften zur Ausführung der Brandschutzeinrichtung sind mit den entsprechenden brandschutztechnischen Sachverständigen der genehmigenden Behörde abzustimmen).
- Kontrolle der Brennstoffqualität vor/beim Brennstoffaustrag aus dem Lagerraum
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)
- Brand- und Explosionsgefahr

3.2.1.3 Brennstoffaustragung

Die Brennstoffaustragung hat die Funktion des Brennstofftransportes vom Brennstofflager zum Brennstoffbeschickungssystem (z.B. Dosiereinheit und Brennstoffschleusensystem) des Gaserzeugers (Vergasers) in ausreichender Menge und Qualität (möglicher Weise integriert: Siebung, Fremdkörperausschleusung, Trocknungseinrichtung, etc.). Je nach Korngröße des Brennstoffes und der Lagerkonditionen (Fläche, Lagerhöhe) kommen verschiedene Austragungssysteme für die Ausbringung des Brennstoffes aus dem Lagerraum in Frage:

- Wanderboden
- Schubboden
- etc.

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- leichte Bedien- und -wartbarkeit
- konstruktive Ausführung [Standfestigkeit, Reaktion auf Fremdkörper]
- Brandschutz [47] und Explosionsschutz
- Ausführung der Brennstoffübergabestellen als Brandabschnittsgrenze (Störanfälligkeit, Staubaufwirbelung, Gefahr bei Wartung, Störungsbehebung im Betrieb, ...)
- Löscheinrichtung (Sprinkleranlage) (Hinweis: Vorschriften zur Ausführung der Brandschutzeinrichtung sind mit den entsprechenden brandschutztechnischen Sachverständigen der genehmigenden Behörde abzustimmen).
- Zusätzliche Brandschutzvorkehrungen und -einrichtungen, die auf die speziellen Anforderungen in Anlagen mit integrierter Biomassetrocknung erforderlich sind [47]
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)
- Brand- und Explosionsgefahr

3.2.1.4 Brennstoffeinbringung in den Reaktor

Die Brennstoffbeschickung des Gaserzeugungsreaktors erfolgt in der Regel durch getaktete Zufördersysteme, die durch die Leistungsregelung der Gesamtanlage angesteuert werden. Die Brennstoffeinbringung hat über einen gasdichten Schleusengang zu erfolgen, der den Gasaustritt bzw. das Ansaugen von übermäßigen Falschlufmengen verhindert. Je nach Korngröße des zu transportierenden Brennstoffes werden folgende Transportsysteme verwendet:

- Bandförderer
- Kettenförderer bzw. Trogkettenförderer
- Schneckenförderer
- Vibrationsrinne zur Eindosierung in das Schleusensystem
- Schieberschleusensysteme
- Quetschventilschleusen
- Zellradschleusen
- Stopfschnecken

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- Dichtheit der Schleuse zwischen Fördereinrichtung und Reaktor
- Rückzündsicherung (Funkenflug, Verpuffung etc.)
- Rückbrand Schutzeinrichtung (Klappen-, Zellradschleusensystem) [47]
- Selbsttätig auslösende Löscheinrichtung (Sprinkleranlage) bei Rückbrand
- Dosierung in die Einbringvorrichtung je nach Funktion beachten (Klappen-, Zylinder-, Zellradschleusensystem)
- Technische Ausführung der brennstofffördernden Komponenten hinsichtlich Störanfälligkeit durch Verblockung (Verblockung durch Brennstoffverdichtung, zu große unförmige Brennstoffteilchen oder Fremdkörper)
- Gasaustritt im Störfall (z.B. punktuelle Absaugungs-/Raumbelüftungseinrichtung im Bereich der Brennstoffdosier- und Brennstoffschleusensysteme für den Fall des Gasaustritts bei Störungen beim wiederkehrenden Beschickungsvorgang)
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)
- Brand- und Explosionsgefahr

3.2.2 Vergasungsreaktor

Im Vergasungsreaktor findet die thermochemische Umwandlung der festen Biomasse in das Produktrohgas statt. Die Biomasse durchwandert dabei im Allgemeinen die Umwandlungsschritte der Trocknung, Pyrolyse, Teiloxidation und Reduktion, die den Eingangsmassenstrom an fester Biomasse in einen Ausgangsmassenstrom an Produktgas (gewollte Produkte: Permanentgas (H_2 , CO , C_xH_y), ungewollte Produkte: Staub, Ruß, Teer) sowie Asche umsetzt. Im Detail wird auf den Umwandlungsprozess der festen Biomasse im Vergasungsreaktor in Kapitel 3.3 eingegangen.

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- dichte Brennstoffeinbringungsschleuse hinsichtlich Über- und Unterdruck
- betriebssichere Ausführung der Füllstandskontrolleinrichtung
- Reaktorgeometrie und innere Reaktoroberflächengestaltung, die das Nachsinken der Brennstoffstoffschüttung begünstigt und Totraumbildung vermeidet
- homogene, stabile Reaktionsbedingungen in den jeweiligen Reaktionszonen
- ausreichende Verweilzeiten in den Reaktionszonen
- kontrollierte Luftzufuhr in den einzelnen Reaktionszonen
- Temperatur- und Milieubeständigkeit (reduzierende Bedingungen) des Reaktorkörpers (Reaktormantel, Ausmauerung und Heißgasteile)
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)
- Brand- und Explosionsgefahr

3.2.3 Gaskühlung

Die Gaskühlung hat die Absenkung der Produktgastemperatur in mehreren Stufen zum Ziel. An Demonstrationsanlagen erfolgt die Kühlung vom Reaktoraustritt (500-800°C) auf ein Niveau von ca. 600-200 °C um z.B. eine trockene Partikelfiltration durchführen zu können. Für die Gasnutzung wird ein Temperaturbereich von < 40 °C angestrebt um einen möglichst hohen Füllungsgrad im Gasmotor zu erreichen.

Die untere Grenze des Temperaturbereiches ist durch die Möglichkeiten zur Wärmeauskopplung begrenzt. Zur Gaskühlung werden verschiedenste Wärmeübertrager mit etwaigen Adaptionen an die Anwendungsanforderungen für ein Sondergas, zu dem das Holzgas zählt, verwendet.

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- Die nutzbare Wärme ist nach Möglichkeit nutzbar auszukoppeln und nicht durch Quenchvorrichtungen auf niedrigstem Niveau zu „vernichten“ (s. auch Gesamteffizienz)
- Die Rahmenbedingungen für die Gaskühlung werden vom eintretenden Produktgasstrom und den Erfordernissen der nachgeschalteten Gasreinigung definiert
- Wahl der geeigneten Wärmeübertragerbauart
- Prozesstechnische und apparatetechnische Zusatzeinrichtungen zur Unterstützung des An- und Abfahrbetriebs (Vorwärmung, Fouling, ...)
- Beachtung der speziellen Sondergasanforderung (Asche- und Staubbiladung, Teerbeladung, ...) hinsichtlich des Vorsehens von Abreinigungseinrichtungen und erosiver Eigenschaften des Produktgases
- Druckverluste im Wärmeübertrager auf der Produktgasseite
- Einhaltung der Temperaturniveaus durch temperaturgeführte Prozessregelung in den entsprechenden Anlagenteilen – Verhinderung des Verblockens der gasführenden Leitungen/Baugruppen durch Kondensation von teerartigen Komponenten
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)
- Brand- und Explosionsgefahr

3.2.4 Gasreinigung

Die Gasreinigung erfüllt den Zweck der Bereitstellung konstanter Gasqualitäten für die Gasnutzungsaggregate unabhängig von schwankender Produktgasverunreinigung bedingt durch unetstetige Vorgänge im Gaserzeuger bzw. in der Brennstoffbeschickung, die zu Schwankungen in der Rohgasqualität führen. Die Gasreinigung hat sowohl die Aufgabe das Produktgas zu entstauben als auch entsprechende Reinheiten hinsichtlich der Teerbeladung sicherzustellen. Dazu wird entweder der Weg der kombinierten Gasentstaubung und Gaswäsche durch entsprechende Wäscherkolonnen oder der Weg der getrennten Gasentstaubung und Gaswäsche durch vorgezogene Heiß-/Warmfiltration zur Partikelabscheidung mit anschließender Gaswäsche zur Teerwäsche beschritten, wobei auf den nachfolgend erforderlichen Aufwand zur Abtrennung von Stoffgemischen bzw. zur Aufbereitung und Entsorgung Rücksicht zu nehmen ist.

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- Toxizität der gereinigten Stoffe bzw. der abgeschiedenen Stoffe aus dem Produktrohgas
- Prozesstechnische und apparatetechnische Ausführung für die Behandlung/Handhabung der Prozessmedien (gasförmig, flüssig, fest)
- Überwachung der Produkt-Reingasqualität
- Druckverlust Produktgasseite / Aufbringung der notwendigen Druckdifferenz zur Gasförderung bis zum Motor mittels Produktgasgebläse
- Energiebedarf der Gasreinigung (Gesamtwirkungsgrad der Anlage)
- Aufbereitung des Gases für garantierte Mindesteintrittsparameter des Gases in den Motor (als Beispiel sind in Tabelle 3-1 die Rohgaswerte [Partikel- und Teergehalt] eines Gleichstromvergasers den Anforderungen an das vom Motor angesaugte Gas gegenübergestellt – daraus wird ersichtlich, was die Gasreinigung in Kombination mit der Gaskühlung zu leisten hat.)
- Aufbereitung der Abfallprodukte aus der Gasreinigung
- Betriebsmessungen an dem jeweiligen Technologiekonzept
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)
- Brand- und Explosionsgefahr

Tabelle 3-1: Partikel- und Teerbelastung des Holzgases bei einem guten Gleichstromvergasers im Vergleich zu den Anforderungen bei der Verwendung des Gases als Treibstoff in einem Motor [10]

	Rohgaswerte (guter Gleichstromvergasers) mg / m ³ _n	Anforderungen an Reingas für motorische Anwendungen mg / m ³ _n
Partikel	100 - 1.000	Mindestens < 50 wenn möglich < 5
Teer	100 - 500	Mindestens < 50 wenn möglich < 25

3.2.4.1 Heiße Gasreinigung

In der heißen Gasreinigung wird danach getrachtet das Produktgas zu entstauben um ein jedenfalls staubfreies Produktgas zu erhalten. Teerkondensation im heißen Gasreinigungsbereich wird durch Halten der Produktgastemperatur über einer Mindesttemperatur vermieden, wobei durch Zugabe von Sorptionsmitteln auch die Reduktion des Teergehalts in gewissen Temperatur- und Konzentrationsbereichen möglich ist. Übermäßige Teerkondensation hätte Betriebsstörungen zur Folge, da die Abreinigbarkeit des Filtersystems bzw. der vorhandenen Apparate nicht mehr gegeben wäre.

Mögliche Reinigungsstufen in der heißen Gasreinigung können sein:

- Zyklon – Grobentstaubung (vor der Gaskühlung)
- Heißgasfilter - Feinentstaubung (vor der Gaskühlung)
- Schlauchfiltersystem - Feinentstaubung (nach der Gaskühlung)
- Sonstige Filter (Sandbett, Aktivkohlbett)

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- Thermisch hoch beanspruchte Teile im Bereich der heißen Grobentstaubung vor der Gaskühlung
- Temperaturführung im Staubfilter (Übertemperatur: Schaden an Filtereinheiten; Untertemperatur: Teerkondensation)
- Wahl der Abreinigungsvorrichtung und Abreinigungsmedien
- Hilfsenergiebedarf für Zuheizeinrichtungen und Hilfsgebläse für Produktgasbeförderung
- Ausschleusung und Rückführung der Abreinigungsmedien (Ruß, Asche, Stäube,)
- Erstellung von Betriebs- und Wartungsvorschriften für das Gasreinigungssystem
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)
- Brand- und Explosionsgefahr

3.2.4.2 Kalte/Nasse Gasreinigung

Unter der kalten/nassen Gasreinigung versteht man die Reinigung des Produktgases mittels Waschmedien in entsprechenden Wäscherkombinationen. Die Reinigungswirkung wird durch Anhaften der Verunreinigung an bzw. durch Lösen der Verunreinigung an Waschmedien erreicht. Diese Art der Gasreinigung erfüllt zusätzlich die Funktion der Gaskühlung, denn es erfolgt der Wärmeaustausch zwischen Produktgas und Waschmedium durch den intensiven Kontakt untereinander und die Wärmeabfuhr durch Wärmeauskopplung über entsprechende Wärmeübertrager. Als Waschmedien gelangen Wasser, Wasser-Öl Emulsionen, Kondensat und verschiedene Kohlenwasserstoffe zur Anwendung.

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- Chemische Beständigkeit der eingesetzten Materialien gegenüber den auftretenden Medien (Kondensate, Kohlenwasserstoffverbindungen, Alkoholverbindungen, basische- und/oder saure Produktgasinhaltsstoffe bzw. Regulationschemikalien)
- Aufbereitung, Transport, ggf. Lagerung, ggf. Entsorgung anfallender Gasreinigungsabfälle
- Temperaturüberwachung der Waschmedien
- Temperatur- und Drucküberwachung des Produktgases
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)
- Brand- und Explosionsgefahr

Nach der kalten Gasreinigung erfolgt die Nutzung des Produktgases zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion in Blockheizkraftwerken auf Basis von Gasmotor, Gasturbinen oder Brennstoffzellen als Umsetzungsaggregat. Seitens der Anbieter von Gasnutzungsmodulen gibt es Vorgaben und Empfehlungen für das Einhalten bestimmter Rohgasqualitäten, die einen störungsfreien Betrieb ihres Nutzungsaggregates garantieren - Tabelle 3-2 gibt einen Überblick eines namhaften Sondergasmotorenherstellers für vorgeschriebene Produktgaskonditionen, die beispielgebend angeführt sind. Der Betrieb der Nutzungsaggregate bei Abweichungen bzw. Überschreitungen der geforderten Produktgasqualitätswerte ist im Hinblick auf Gewährleistungs- und Garantieaspekte mit dem jeweiligen Hersteller abzustimmen.

3.2.5 Gasnutzung

3.2.5.1 Blockheizkraftwerk

Prinzipiell spricht man bei Anlagen, in denen gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt wird, von **Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen)**. Wird diese Technik im kleinen und mittleren Leistungsbereich in kompakten Anlagen eingesetzt spricht man von **Blockheizkraftwerken (BHKW)**. Einzelmodule heutiger Bauart arbeiten in einem Leistungsbereich von maximal 2 bis 3 MW_{el}. Im gegenständlichen Projekt werden die innermotorischen Vorgänge der Leistungsumsetzung/des Verbrennungsvorganges nicht beleuchtet – sehr wohl werden alle das BHKW umgebenden Anlagenkomponenten sowie der Masseninput und –output in die folgende Beschreibung eingebunden.

3.2.5.1.1 *Gaskonditionierung und Gasübergabe an das Gasnutzungsmodul*

Für den Anlagenteil der Gasnutzung sind prinzipiell die Vorgaben des jeweiligen Blockheizkraftwerkherstellers einzuhalten, der seinerseits Anforderungen an die Gaskonditionierung und Gasübergabe stellt (siehe auch Kapitel 3.2.4.2). Die Gaskonditionierung und Gasübergabe ist mit Aggregaten und Baugruppen zur Bereitstellung des Produktgases mit entsprechender Temperatur, Druck, Menge und

Gemischheizwert auszustatten und hat überdies für die Gasabfuhr bei Ausfall des Gasnutzungsaggregates Sorge zu tragen.

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- Effiziente Gaskühlung vor dem Motor (Füllungsgrad des Zylinders) [in Verbindung mit der Gasreinigung und –kühlung]
- Gasdruckregelung vor dem Motor
- Gemischaufbereitung Gas/Luft
- Gemischaufladung mit oder ohne Zwischenkühlung
- Gassicherheitsbestimmungen für Betrieb und Wartung
- Sicherheitsvorkehrungen gegen Kondensatausfall in der Gasmischstrecke
- Anforderungen an die Produktgaszusammensetzung durch den Motorhersteller (Temperatur, Heizwert und Druck) entsprechend Tabelle 3-2 (Die Anforderungen an die Produktgasreinheit sind jedoch im Einzelfall mit dem Motorhersteller abzustimmen)
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)
- Brand- und Explosionsgefahr

Tabelle 3-2: Exemplarische Anforderungen an das Produktgas für Motoren der Firma Jenbacher zur Einhaltung der Gewährleistungsbedingungen [26], [122]

GE Jenbacher			Klöckner-Humboldt-Deutz	
	ohne Katalysator	mit Katalysator		
Max. Temperatur (°C)	40	40	Max. Temperatur [°C]	10 < t < 50
Max. rel. Feuchte (%)	80	80	Max. rel. Feuchte (%)	< 80
Kondensate	0	0	Kondensate	0
Max. Korngröße (µm)	3	3	Korngröße [µm]	3-10
Staub: max. Menge (mg/kWh)	5	5	Staubgehalt [mg/m ³ N CH ₄]	< 10
Max. Schwefelverb. Gerechnet als H ₂ S (mg/kWh)	200	115	Schwefelgehalt gesamt S [mg/m ³ N CH ₄]	2200
			H ₂ S- Gehalt [Vol. %/m ³ N CH ₄]	0,15
Max. Gesamthalogengehalt (Summe Cl + 2x Summe F (mg/kWh)) Ohne Einschränkung der Gewährleistung Mit eingeschränkter Gewährleistung Keine Gewährleistung für Schäden, die auf erhöhten Halogenverbrauch zurückzuführen sind	< 10 10-40 > 40	0 0 0	Chlorgehalt gesamt Cl [mg/m ³ N CH ₄]	< 100
			Fluorgehalt gesamt F [mg/m ³ N CH ₄]	< 50
			Summe Chlor + Fluor [mg/m ³ N CH ₄]	< 100
			Ammoniak NH ₃ [mg/m ³ N CH ₄]	< 30
Max. Siliziumgehalt (mg/kWh) Ohne Einschränkung der Gewährleistung Mit eingeschränkter Gewährleistung	< 2 > 2	0 0	unterer Heizwert Hu [kWh/m ³ N] Änderungsgeschwindigkeit [%/min] Öldämpfe (> C5 < C10) [mg/m ³ N CH ₄]	≥ 4 < 5 < 3000
			Öldämpfe (> C10) [mg/m ³ N CH ₄]	< 250
max. Ammoniakgehalt (mg/kWh)	5,5	5,5	Silizium organisch [mg/m ³ N CH ₄]	< 10
max. Restölgehalt im Treibgas (mg/kWh)	0,5	0,5	Gasdruckschwankungen [mbar] Schwankungsfrequenz < 10/h	20 +/- 10

Die in obiger Tabelle angeführten Grenzwerte sind in Zusammenhang mit derzeitigen Langzeittests und den Erfahrungen aus der Katalysatorentwicklung zu sehen. Zu erreichende Nullwerte in den Ausführungen liegen darin begründet, dass für konventionelle Katalysatorsysteme diese Inhaltsstoffe als absolute Katalysatorgifte zu sehen und daher zu vermeiden sind – hinsichtlich der Nachweisverfahren und -grenzen sind keine Angaben gemacht worden. Diese Technologie befindet sich im Prozess der Entwicklung zur Marktreife – die Erprobung verschiedenster Katalysatoren bzw. der exakten Voraussetzungen für den dauerhaften Einsatz von Katalysatoren wird in Zukunft entsprechende Grenzwertvorstellungen der Hersteller entstehen lassen. Die Grenzwerte für das verwendete Produkt sind in Rücksprache mit den Herstellern im Detail abzustimmen.

3.2.5.1.2 Abgasnachbehandlung

Im Motorabgas sind folgende Gaskomponenten zu erwarten:

- Kohlendioxid CO_2
- Sauerstoff O_2
- Kohlenmonoxid CO
- Organische Kohlenwasserstoffe C_xH_y
- Stickoxide NO_x
- Stickstoff N_2
- Wasserdampf H_2O
- Spurstoffe organischer und anorganischer Substanzen

Produkte aus der unvollständigen Verbrennung (vorwiegend CO und C_xH_y) und Hochtemperaturverbrennung (NO_x) machen hinsichtlich einzuhaltender Emissionen den Betrieb von Nachbehandlungsanlagen notwendig, sofern nicht innermotorische Maßnahmen zur Minimierung von Schadstoffen im Motorabgas ausreichen. Eine Aufbereitung mit verschiedensten Katalysator- oder Postverbrennungstechniken, welche die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte garantieren, ist prinzipiell möglich. Langzeiterfahrungen bezüglich der Wirksamkeit und Standzeit der Katalysatoren sind derzeit noch nicht verfügbar. Die Standzeit wird maßgeblich durch Katalysatorgifte, wie Schwermetallverbindungen, Alkaliverbindungen etc. beeinflusst, welche die Aktivität des Katalysatorcoatings teilweise sehr rasch verringern. Hinsichtlich der vorgeschriebenen Grenzwerte bzw. der auftretenden Emissionen verschiedener Gasmotoren beim Betrieb mit Holzgas wird auf das Kapitel 7 verwiesen.

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- sichere Abgasabfuhr
- Wartung der entsprechenden Anlagenteile
- Einhaltung der wiederkehrenden Anlagenwartungsintervalle
- Beachtung der Schallproblematik
- Beachtung der Emissionsproblematik
- Schutzmaßnahmen gegen heiße Oberflächen im Bereich der Abgasnachbehandlung
- Einhaltung der Abgasemissionsgrenzwerte (CO -, NO_x -, C_xH_y , Staub etc.)
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)

- Brand- und Explosionsgefahr (Motorsteuerung mit entsprechender Lastabwurf- und Not-Aus-Steuerung)

3.2.5.1.3 BHKW- Wärmeauskopplung

Im Abgasweg befinden sich Einbauten die der Wärmeauskopplung der im Abgas befindlichen Wärmeenergie dienen. Neben der Wärmeenergieerückgewinnung aus dem Motorabgas steht Wärmeenergie aus der Motorblockkühlung zur Verfügung, die gemeinsam mit der rückgewonnenen Motorabgaswärme sowie Prozesswärme aus der Produktgaskühlung an das Nahwärmenetz abgegeben werden kann. Eventueller prozessinterner Wärmebedarf zur Biomassetrocknung, Abwasseraufbereitung, etc. kann aus diesen zur Verfügung stehenden Wärmemengen entnommen werden.

Eine Biomassevergasungsanlage ist als Grundlastanlage in ein Nahwärmenetz einzuordnen, da sie höhere anlagenspezifische Kosten auf Grund der Strom- und Wärmekoppelproduktion aufweist. Für einen wirtschaftlichen Betrieb ist daher die Erreichung einer möglichst hohen Volllaststundenanzahl anzustreben, die eine durchgehende Stromerzeugung über das Jahr sicherstellt. Besonders ist hinsichtlich der hohen Volllaststundenanzahl auf die wärmetechnische Auslegung/Einordnung der KWK- Anlage zu achten, damit über den Jahresgang des Energiebedarfs des Nahwärmenetzes eine Abnahme der produzierten Wärmemengen durch das Nahwärmenetz gewährleistet wird.

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- Anpassung der Anlagengrößen als Grundlastanlage an das Nahwärmenetz – wärmegeführter Betrieb!
- Deckung der Mittel- und Spitzenlast durch entsprechende Wärmeerzeuger
- Deckung des Wärmebedarfs bei Anlagenstillstand oder störungsbedingtem Anlagenausfall
- Wärmeabfuhr für störungsbedingten Ausfall der Nahwärmeversorgung
- Regelungseinrichtungen für die Einhaltung der Nahwärmenetzrücklauftemperaturen zur Einhaltung maximal zulässiger Motorkühlkreiseintrittstemperaturen
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)
- Brand- und Explosionsgefahr

3.2.5.2 Hilfs- und Notgasverwertungseinrichtung (Kesselanlagen bzw. Fackel)

Im Regelfall werden für die Verwertung des Produktgases Blockheizkraftwerke herangezogen. Es gibt jedoch Anlagenbeispiele bei denen das Produktgas in Kesselanlagen zur zusätzlichen Prozesswärmeerzeugung herangezogen wird. Für den Ausfall dieser Anlagenabschnitte wie auch für den Ausfall des BHKW ist eine Produktgasnotfackel in jedem Fall vorzusehen um anfallende produzierte Gasmen gen geordnet entsorgen (verbrennen) zu können.

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- Eignung der verwendeten Gasgeräte für die Sondergasanwendung

- geeignete Last- bzw. Durchsatzreglung für die Gesamtanlage bei Mehrfachgasnutzung
- Flammen- und/oder Temperaturüberwachung an den Gasnutzungsaggregaten und in der Fackel
- Verfügbarkeit der Stützfeuerung (Wahl der Fackelgeometrie und Zufeuerungsbrennstoff; Geeignete Vormischung des Brenngases (Produktgas und Luftsauerstoff)
- Anfahrprozedur für die Notgasfackel (Zünden der Fackel oder Fackel mit dauernder Standby- Flamme)
- Notfallprozedur für den Ausfall der Produktgasnotfackel (Verschmutzung, Ausfall der Stützfeuerung,
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)
- Brand- und Explosionsgefahr




















3.2.6 Anfallende Rückstände und gesundheitsrelevante Aspekte

Im Betrieb von Biomassevergasungsanlagen entstehen in der Gaskühlungs- und Gasreinigungsstrecke Rückstände, die einer entsprechenden Aufbereitung und ggf. Entsorgung zugeführt werden müssen. Die entstehenden Rückstandsstoffe sind im Folgenden angeführt:

- Asche
- Stäube
- Kondensate
- Schlämme aus der Gasreinigung
- Abwasser aus der Gasreinigung
- Sonstige Rückstände aus Reinigung und Wartung

Anfallende Rückstände enthalten im Wesentlichen Inhaltsstoffe, die denen des Produktgases entsprechen. Die Rückstände weisen jedoch in den meisten Fällen diese Inhaltsstoffe in höheren Konzentrationen, auf Grund der Akkumulierung von Produktgasverschmutzungen, auf (z.B. Abwasser, Waschmedien), was hinsichtlich gesundheits- und umweltgefährdender Eigenschaften besondere Vorkehrungsmaßnahmen erfordert. In Bezug auf die gesundheitsrelevanten Eigenschaften der Reststoffe (als auch Produktgasinhaltsstoffe) ist auf folgende Substanzen hinzuweisen:

Tabelle 3-3: Auflistung möglicher gasförmiger Emissionen / Gerüche, [123]

Medium	Kurzbezeichnung	CAS Nr.	Gefahrensymbol *)	MAK- Wert **)
Kohlenstoffmonoxid	CO	630-08-0	 F  T	33 mg/m ³
Schwefelwasserstoff	H ₂ S	7783-06-4	 F  T+	15 mg/m ³
Cyanwasserstoff	HCN	74-90-8	 F+  T+	11 mg/m ³
Ammoniak	NH ₃	7664-41-7	 T  Xi  C	14 mg/m ³
Chlorwasserstoff	HCL	7647-01-0	 C  T	8 mg/m ³
Phenol	C ₆ H ₆ O	108-95-2	 T	7,8 mg/m ³
Benzol	C ₆ H ₆	71-43-2	 F  T	-
Toluol	C ₇ H ₈	108-88-3	 F  Xn	190 mg/m ³
Xylol	C ₈ H ₁₀	100-41-4	 F  Xn	221 mg/m ³
Naphthalin	C ₁₀ H ₈	91-20-3	 Xn	50 mg/m ³
Polyaromaten PAH	-	-	***)	***)

*) gemäß Stoffliste nach Anhang I der RL 67/548/EWG [123]

**) Grenzwerteverordnung, als Tagesmittelwert [129]

***) entsprechend Sicherheitsdatenblatt der jeweiligen Substanz - Reinstoff bzw. Komponentengemisch (teerartige Verbindungen bzw. kondensierbare Verbindungen) bzw. §6 Grenzwerteverordnung 2003, Anhang 1: MAK- Werte für Kohlenwasserstoffdämpfe [129]

Die Bestimmung der Einzelkonzentrationen erfolgt durch laborchemische Nachweisverfahren, die Mithilfe von Substanzauflösung, Messung elektrochemischer Eigenschaften, gravimetrischer Nachweisverfahren, usw. die Erlangung gewünschter Analysendaten erlauben. Die Messverfahren liefern Kenngrößen, die Qualitätsparameter für entstehende Anlagenabfälle liefern und je nach Wert der Kenngrößen spezielle Abfallbehandlungs-, -verwertungs- und -handhabungsmaßnahmen vorschreiben.

- Phenolindex
- Chemischer Sauerstoffbedarf – CSB
- Biologischer Sauerstoffbedarf – BSB
- Total Organic Carbon – TOC

Eine Zielsetzung des Projektes verfolgt die Erfassung dieser Grenzwerte, die den entsprechenden Kapiteln zur Abwasser- und zum Teil auch dem der Abgasthematik zu entnehmen sind.

Tabelle 3-4: Auflistung karzinogener PAH [45]

	Bezeichnung	Acronym	Molmasse [kg/kmol]
1	Naphthalin	NAP	128
2	Acenaphthylen	ACY	154
3	Acenaphthen	ACE	154
4	Fluoren	FLO	166
5	Phenanthren	PHE	178
6	Anthracen	ANT	178
7	Fluoranthen	FLU	202
8	Pyren	PYR	202
9	Benz[a]anthracen	BaA	228
10	Chrysen	CHR	228
11	Benzo[b]fluoranthen	BbF	252
12	Benzo[k]fluoranthen	BkF	252
13	Benzo[a]pyren	BaP	252
14	Dibenz[ah]anthracen	DBahA	252
15	Benzo[ghi]perylen	BghiP	276
16	Indeno[1,2,3-cd]pyren	ID	276

Prinzipiell treten in Biomassevergasungsanlagen Betriebsmedien in festem, flüssigem und gasförmigem Aggregatzustand auf. In der obigen Auflistung sind eine Reihe von Substanzen angeführt die gesundheitsschädliche Wirkung auf den menschlichen Organismus haben können – die Auswirkungen reichen von Vergiftungs- und Erstickungserscheinungen bereits bei kurzzeitigem Einwirken bis hin zu erbgutverändernder Wirkung bei langzeitigem Einwirken bzw. bei häufigem Kontakt mit diesen Substanzen.

Besonders wird auf jene Inhaltsstoffe hingewiesen, die bereits bei kurzzeitigem Einwirken Vergiftungs- oder Erstickungserscheinungen hervorrufen können. Dies sind vor allem Gase und Dämpfe (Brüden aus Abwasseraufbereitung, Produktgas-komponenten wie Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, Methan, usw.) aus Apparaten der Vergasungsanlage. In der Sicherheitstechnik wird überwiegend von der Gefährlichkeit dieser Stoffe hinsichtlich der Brand- und Explosionsgefahr ausgegangen, die sehr große Auswirkung auf die technische Ausführung und die Betriebsvorschriften haben - ebenso große Auswirkungen haben die zu setzenden Präventionsmaßnahmen zur Senkung gesundheitsschädigender Risikofolgen auf die technische Ausstattung und die Abfassung von Betriebs- und Wartungsvorschriften im Besonderen.

Die in Tabelle 3-4 aufgelisteten polyaromatischen Kohlenwasserstoffe sind von internationalen medizinischen Fachgremien [45] als gesundheitsschädliche und umweltbeeinträchtigende Substanzen eingestuft worden. Diese Stoffe können in Vergasungsanlagen je nach Art des Prozesses in unterschiedlichsten Konzentrationen auftreten. Aus diesem Grunde wird unbedingt die Verwendung von entsprechender Schutzkleidung beim Hantieren mit Ablagerungen, Rückständen und Flüssigkeiten aus Biomassevergasungsanlagen bzw. beim Durchführen von Wartungsarbeiten empfohlen.

Wesentliche, zu beachtende Punkte:

- Einhaltung der relevanten Vorschriften im Umgang mit entstehenden Rückständen zum Schutz der Gesundheit und Umwelt
- Bestimmung der Inhaltsstoffe in Abhängigkeit vom angewandten Vergasungsverfahren
- Konditionierung des Kondensates/Abwassers
- Rückführbarkeit von Rückständen in den Prozess
- Verbleibende Reststoffe sind zu entsorgen / Aufbereitung zur Vorbereitung für die Entsorgung bzw. Deponierung
- Einhaltung der Emissionsgrenzwerte für die auszuschleusenden Stoffe
- Gesundheitsgefährdung (Erstickungsgefahr, Kontamination mit Rückständen und Kondensaten)
- Brand- und Explosionsgefahr

3.3 Vergasungstechnologien – ein Überblick

Die verschiedenen Vergasungstechnologien sind aufgrund ihrer Historie in ihren Verfahren gewachsen – in diesem Kapitel soll auf die prinzipielle Arbeitsweise und die daraus resultierenden Anforderungen eingegangen werden.

Bei der Vergasung von festen Brennstoffen kommen unterschiedliche Technologien zum Einsatz. Die grundlegende Einteilung der angewandten Verfahren erfolgt nach der verwendeten Betttechnologie in:

- Festbettsysteme
- Wirbelschichtsysteme
- Flugstromsysteme

Alle diese Verfahren können bei Umgebungs- oder erhöhtem Druck betrieben werden und dienen dem Zweck der thermochemischen Umwandlung von fester Biomasse (in der Regel naturbelassenes Waldhackgut) in einen Sekundärbrennstoff in gasförmigem Zustand, dem Holzgas oder Produktgas. Für die thermochemische Umwandlung sind die Zufuhr von ausreichend fester Biomasse und Vergasungsmittel sowie die Bereitstellung eines Druck und Temperaturregimes durch entsprechende Gasführung und geometrisch Ausbildung des Reaktors notwendig. Als Vergasungsmittel wird reiner Sauerstoff, Luftsauerstoff oder Wasserdampf verwendet. Dabei erfüllt das Vergasungsmittel die Funktion eines Reaktionspartners in der Teiloxidation sowie in der Reduktion, die neben den Trocknungs- und Pyrolysevorgängen im Reaktor zur Entstehung des Produktgases führen.

Eine wichtige Kennzahl, die für alle Verfahren der Vergasung beliebiger Brennstoffe Gültigkeit hat, ist der Kaltgaswirkungsgrad. Dieser ist definiert als das Verhältnis der eingesetzten Brennstoffenergie zu der im gekühlten und gereinigten Produktgasstrom gebundenen chemischen Energie (vergleiche Glg. 3-1). Mit Hilfe dieses Wertes ist ein Vergleich der Effizienz der unterschiedlichen Vergasungsverfahren möglich.

$$\eta_{\text{Kaltgas}} = \frac{H_{u-\text{Pr oduktgas}} * \dot{V}_{\text{Pr oduktgas}}}{H_{u-\text{Brennstoff}} * \dot{m}_{\text{Brennstoff}}} \quad \text{Glg. 3-1}$$

H_u	... unterer Heizwert [kJ/kg] bzw. [kJ/m _n ³]
\dot{V}	... Volumenstrom [m _n ³ /h]
\dot{m}	... Massenstrom [kg/h]

In den nachfolgenden Kapiteln wird vor allem auf die Technologie der Vergasung in Festbettreaktoren sowie auf die Wirbelschichttechnologie eingegangen.

3.3.1 Vergasung in Festbettreaktoren

Bei Festbettreaktoren befindet sich im Reaktionsraum eine ruhende Brennstoffschüttung. Bedingt durch den Abbrand bewegt sich der Brennstoff von der Beschickungsöffnung in Richtung der Verbrennungszone. Der Großteil der im Einsatz befindlichen Reaktoren ist so konzipiert, dass diese Bewegung von oben nach unten erfolgt. Der

Brennstoff wird durch eine Öffnung oder Schleuse im Reaktorkopf zugeführt und sinkt durch die Schwerkraft langsam nach unten ab. Eine Charakterisierung der unterschiedlichen Betriebsweisen von Festbettreaktoren erfolgt über die relative Bewegungsrichtung des Vergasungsmittels zum Brennstoffbett.

3.3.1.1 Festbett-Gegenstromvergaser

Bei der Vergasung im Gegenstrom durchströmen das Vergasungsmittel und das produzierte Holzgas den Brennraum in entgegengesetzter Richtung zum Brennstoffstrom. Wird also der Reaktor von oben beschickt, tritt das Vergasungsmittel im Bereich des Ascherostes in den Reaktor ein. Bei dieser Methode der Vergasung stellen sich klar definierte Reaktionszonen in der Brennstoffschüttung ein. Die sensible Wärme des produzierten Rohgases wird dazu genutzt, um den Brennstoff zu trocknen und die Pyrolyse einzuleiten. Auf dem Weg durch die Brennstoffschüttung wird das Rohgas auf diese Weise stark abgekühlt.

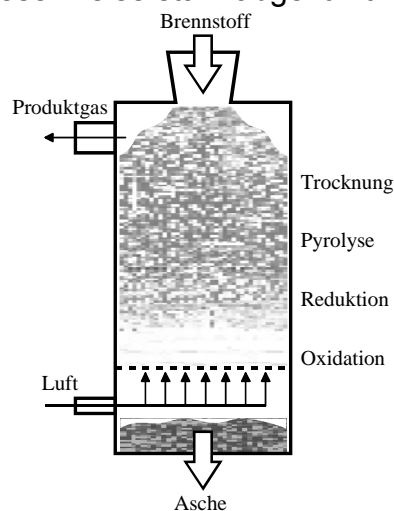


Abbildung 3-2: Prinzipdarstellung Gegenstromvergasers

Wie aus der Prinzipdarstellung in Abbildung 3-2 ersichtlich ist, werden die in der Pyrolysezone freigesetzten Zersetzungsprodukte und der durch die Brennstofftrocknung freigesetzte Wasserdampf direkt mit dem Produktgas aus dem Reaktor ausgetragen. Die problematischen Pyrolysegase werden durch keine heiße Zone geleitet und können so nicht entsprechend aufgespalten oder oxidiert werden. Der Teergehalt im Rohgas kann bei der Vergasung von Biomasse daher Werte über 100 g/m_n^3 erreichen. Der direkte Austrag der Pyrolysedämpfe aus dem Reaktor bedingt auch, dass bei dieser Art der Prozessführung vor allem primäre Teere im Produktgas zu finden sind [2]. Auf Grund dieser Tatsachen ist das Verfahren der Gegenstromvergasung vor allem für Brennstoffe mit geringem Anteil flüchtiger Bestandteile, wie z.B. Holzkohle, Kokse etc. geeignet. Grundlegende Brennstoffanforderungen bei der Vergasung von Biomasse im Gegenstrom sind in Tabelle 3-5 dargestellt.

Tabelle 3-5: Anforderungen an die Brennstoffqualität bei der Vergasung im Gegenstrom [2]

Wassergehalt	< 40 % _{Mass,wet}
Korngröße	0,5 – 20 cm
Feinanteil	< 30 % _{Mass,wet} ($\leq 5\text{mm}$)
Aschegehalt	< 6 % _{Mass,dry}

Der in der Trocknungszone anfallende Wasserdampf wird wie die Pyrolysedämpfe direkt mit dem Produktgasstrom abgeführt. Die Empfindlichkeit der Gegenstromvergasung gegenüber Brennstoffen mit hohem Wassergehalt ist gering. Da der Brennstoff in wasserfreier Form in die Oxidationszone gelangt, wird bei der Gegenstromvergasung in vielen Fällen Wasserdampf zur Vergasungsluft hinzugefügt. Durch die Reaktion des Wasserdampfes mit der glühenden Holzkohle (endotherme Wassergasreaktion) in der Oxidationszone wird das Brennstoffbett gekühlt. Das Überschreiten des Ascheschmelzpunktes wird verhindert und Verschlackungsproblemen vorgebeugt.

3.3.1.2 Festbett-Gleichstromvergaser

Bei der Vergasung im Gleichstrom durchströmt das Vergasungsmittel den Reaktionsraum in Richtung der absinkenden Brennstoffschüttung. Die Trocknungs- und Pyrolysezone liegt oberhalb der Oxidationszone und wird vor allem durch Wärmeleitung in der Brennstoffschüttung mit der notwendigen Prozesswärme versorgt. In der Oxidationszone reagieren vor allem die dampfförmigen Pyrolyseprodukte mit dem zugeführten Vergasungsmittel. Die aus der Oxidationszone austretenden Gase (CO_2 und H_2O) werden an der glühenden Holzkohle der darunterliegenden Reduktionszone zu CO und H_2 reduziert. Durch diese Reaktionen, die endotherme Boudouard- und die Wassergasreaktionen, wird ein Teil der sensiblen Wärme der Rauchgase wieder in chemische Energie des Produktgases umgewandelt. Dabei sinken die Gastemperaturen bis auf ein Niveau ab, bei dem keine weitere Reaktion der Holzkohle mit dem Produktgas mehr erfolgt. Oberhalb des Ascherostes befindet sich daher immer eine Schicht unreaktierter Holzkohle, die mit der Asche ausgetragen werden muss. Dadurch bedingt ist bei dieser Art der Vergasung immer mit einem erhöhten Restanteil an Holzkohle in der Asche zu rechnen. Bei optimalem Betrieb können Brennstoffumsetzungsraten von über 95%_{Mass,dry} erreicht werden [2]. Das Produktgas wird im Bereich des Ascherostes aus dem Reaktor abgezogen.

Diese Art der Prozessführung hat zur Folge, dass in der Pyrolysezone entstehende Produkte die Oxidationszone als „flammende Pyrolysezone“ bezeichnet, passieren müssen und dort zu einem Gutteil zu stabilen Gasen (CO , CO_2 , H_2 , H_2O) umgewandelt werden. Dies führt in der Regel zu bedeutend geringeren Gehalten an Teerverbindungen im Produktgas als bei der Vergasung im Gegenstrom. Als ungefähre Richtwert gilt nach [11] eine Belastung von 1 g/m_n^3 . Die organischen Verbindungen, die nach der Konversion der Pyrolysedämpfe in der heißen Oxidationszone bei $1000^\circ\text{C} \leq t \leq 1200^\circ\text{C}$ noch im Produktgas enthalten sind, werden in [11] als tertiäre Teerverbindungen klassifiziert. Diese Verfahren können mit einem erzielbaren Kaltgaswirkungsgrad zwischen $60\% \leq \eta_{\text{Kaltgas}} \leq 80\%$ betrieben werden.

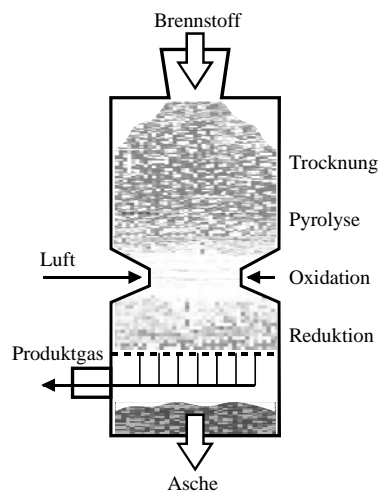


Abbildung 3-3: Prinzipdarstellung Gleichstromvergasers [2]

Bei Zuführung des Vergasungsmittels über radial angeordnete Düsen stellt sich das Problem, eine genügende Eindringtiefe des Vergasungsmittelstroms in das Brennstoffbett sicherzustellen. Sollte keine gleichmäßige Ausbildung der Oxidationszone über den gesamten Querschnitt erfolgen, besteht Gefahr, dass Pyrolysedämpfe mit dem Produktgas ausgetragen werden. Die zusätzliche Zufuhr von Vergasungsmittel über ein zentrales Rohr kann helfen, eine gleichmäßige Verteilung der heißen Bereiche über den gesamten Reaktorquerschnitt zu erzielen. Diese Problematik, ab einer bestimmten Reaktorgröße gleichmäßige Reaktionsbedingungen sicherzustellen, ist verantwortlich für die begrenzten Möglichkeiten des Upscaling von Gleichstromvergasern. In [4] wird diesbezüglich eine Brennstoffwärmeleistung von 1 MW_{th} als Richtwert für die Obergrenze sinnvollen Upscalings einzelner Vergasungsreaktoren angegeben. Eigene Untersuchungen [8] haben gezeigt, dass im Fall des Upscalings eines Schachtreaktors mit absteigender Vergasung um den Faktor 2 die Qualität der Luftversorgung um ca. 50% sinken kann, was zu einer entsprechenden Verschlechterung der Produktgasqualität führt.

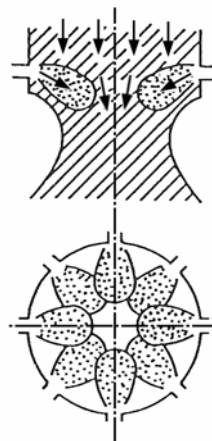


Abbildung 3-4: Ausbildung der Oxidationszonen vor den Lufteinlassöffnungen eines Gleichstromvergasers [2]

Das Konstruktions- und Verfahrensprinzip von Gleichstromreaktoren macht diese empfindlich gegenüber der Qualität des eingesetzten Brennstoffs. Vor allem dem Wassergehalt des Brennstoffs ist besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Der gesamte in der Trocknungszone freigesetzte Wasserdampf muss durch die Brennstoffschüttung abtransportiert werden; d.h. neben der aufzubringenden

Verdampfungswärme muss der Dampf bis auf die in der Oxidationszone auftretenden Temperaturen erhitzt werden. Zudem wird der Oxidationszone durch die endothermen Wassergasreaktionen, d.h. die Aufspaltung des Wasserdampfs an der glühenden Holzkohle, Wärme entzogen. Dadurch können bei hohen Brennstoffwassergehalten die für die Konversion der Pyrolysedämpfe wichtigen hohen Temperaturen in der Oxidationszone nicht sichergestellt werden. Eine genügende Umsetzung der Pyrolyseprodukte ist dann u. U. nicht mehr gewährleistet. In Bezug auf die Stückigkeit, Fein- und Ascheanteile des Brennstoffs werden höhere Ansprüche als bei der Gegenstromvergasung gestellt. Diese Brennstoffparameter können die Gleichmäßigkeit der Durchströmung des Brennstoffbetts durch erhöhten Druckverlust, Kanalbildung, Verschlackungen etc. nachhaltig beeinflussen. Daher sind die in Tabelle 3-6 angegebenen Eckdaten der Brennstoffqualität bei der Vergasung im Gleichstrom zu berücksichtigen.

Tabelle 3-6: Anforderungen an die Brennstoffqualität bei der Vergasung im Gleichstrom

Wassergehalt	10 - 25 % _{Mass,dry}
Korngröße	2 – 20 cm
Feinanteil	< 15 % _{Mass,wet} (≤ 5mm)
Aschegehalt	< 6 % _{Mass,dry}

Bei der Umsetzung dieser Verfahrenstechnologie gibt es zahlreiche konstruktive Varianten, die z.T. bedeutend von der in Abbildung 3-4 dargestellten Prinzipdarstellung eines klassischen Gleichstromvergaser mit Luftzufuhr im Bereich der Einschnürung, dem „Herd“, des Brennraums (Vergaser nach dem Imbert-Prinzip [49]) abweichen. Darüber hinaus werden gerade Gleichstromreaktoren („stratified downdraft gasifier“ oder „open top reactor“) ausgeführt, deren Brennraum über die gesamte Höhe zylinderförmig ohne Verjüngung ausgeführt ist. Das Vergasungsmittel und der Brennstoff werden gemeinsam durch den zur Umgebung hin offenen Reaktoroberteil zugeführt. Diese Methode soll eine gleichmäßige Verteilung des Vergasungsmittels über den gesamten Reaktorquerschnitt und damit eine homogen ausgebildete Oxidationszone und sichere Umwandlung der Pyrolysedämpfe gewährleisten.

3.3.1.3 Zweizonen oder Doppelfeuer-Vergaser

Die Vergasung in einem Doppelfeuer- oder Zweizonenvergaser stellt eine Kombination der Gleich- und der Gegenstromvergasung dar. Im oberen Teil des Vergasers wird der Brennstoff im Gleichstrom umgesetzt. Aus den Ausführungen zur Gleichstromvergasung geht hervor, dass in der Reduktionszone eine gewisse Menge unreaktierter Holzkohle anfällt. Das Ziel der Zweizonenvergasung ist es, diesen Restbrennstoff durch Gegenstromvergasung im Rostbereich vollständig in Produktgas umzusetzen. In Abbildung 3-5 ist dieses Prinzip dargestellt. Die Ausbildung der Reaktionsbereiche im oberen Teil entspricht der Gleichstromvergasung, im Bereich des Ascherostes tritt eine zusätzliche zweite Oxidationszone auf. Der Abzug des Produktgases aus dem Reaktor erfolgt über einen Sammelkanal, der im Bereich der Reduktionszone angeordnet ist.

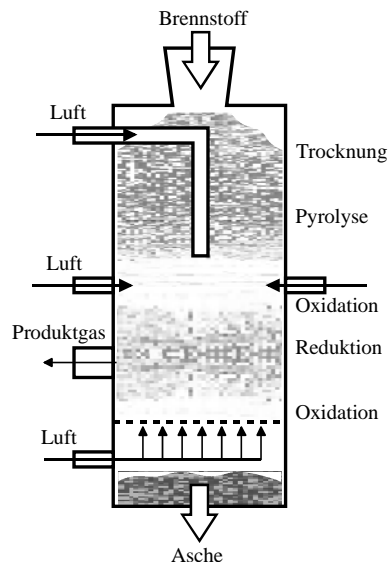


Abbildung 3-5: Prinzipdarstellung – Zweizonen oder Doppelfeuer-Vergaser [2]

Vorteile dieses Verfahrens sind die vollständige Umsetzung des Brennstoffs in Produktgas und die Möglichkeit, bei entsprechender Anordnung des Gasabzuges das in absteigender Vergasung produzierte Rohgas durch eine weitere heiße Zone zu führen. So wird u. U. noch eine Umwandlung von noch vorhandenen Pyrolysedämpfen ermöglicht. Diese Vorteile gegenüber der Gleichstromvergasung, besonders aber der Gegenstromvergasung, werden mit einer deutlich erhöhten Gasaustrittstemperatur aus dem Reaktor erkauft.

Die Anforderungen der Zweizonenvergasung an die Brennstoffqualität entsprechen den Kriterien der Vergasung im Gleichstrom, angeführt in Tabelle 3-6, da vor allem beim Einsatz von Biomasse der Großteil des Brennstoffs in der ersten Oxidationszone umgesetzt wird. Für die zu erwartende Belastung des Rohgases mit Teer liegen keine allgemeingültigen Richtwerte vor. Bei dieser Art der Prozessführung liegt die Teerbelastung im Rohgas maximal im Bereich der Belastung bei der Vergasung im Gleichstrom. Auf Grund der zweiten Oxidationszone im Bereich des Rohgasaustritts können bei entsprechender geometrischer Ausbildung deutlich geringere Teerkonzentrationen erwartet werden [7].

3.3.1.4 Gestufte Vergasungssysteme

Gestufte Systeme zur Vergasung von Biomasse beruhen auf der Trennung der Teilprozesse der thermochemischen Umwandlung (Trocknung, Pyrolyse, Oxidation, Reduktion) in voneinander abgetrennten Reaktoren. Durch die Auftrennung der Prozessschritte wird eine bessere Beeinflussbarkeit der Teilschritte erreicht, die höher Gasqualitäten sowie geringste Fracht an kondensierbaren Kohlenwasserstoffverbindungen (Teerfrachten) zur Folge haben. Damit werden nachteilige Effekte in Schachtvergasungssystemen, die im Zusammenhang mit nicht klar aufgetrennten Zonen in den Prozessschritten der thermochemischen Umwandlung des Gaserzeugers beim Schachtvergasung stehen, wesentlich verbessert. Abbildung 3-6 zeigt schematisch den Prozessablauf bei der gestuften Vergasung von Biomasse mit den einzelnen Prozessschritten der thermochemischen Umwandlung.

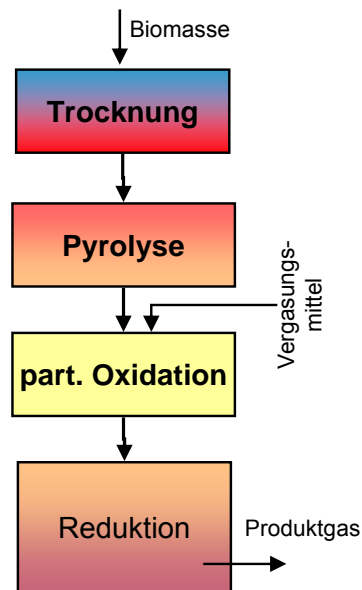


Abbildung 3-6: Allgemeines Fließschema von gestuften Vergasungssystemen

In der ersten Stufe erfolgt Resttrocknung und Pyrolyse der Biomassen. Je nach Prozessstufung und Verschaltungsvariante können mehrer Stufen der Pyrolyse angeordnet werden. Am Ende der Pyrolysestufe erhält man getrennte Fraktionen des Pyrolysekoks und des Pyrolysegases.

Das Pyrolysegas, welches hochgradig mit organischen teerartigen Verbindungen beladen ist, wird in einer Brennkammer, in der Temperatur, Turbulenz und Verweilzeit eingestellt werden können, partiell oxidiert, um eine Aufspaltung und Umwandlung der teerartigen Verbindung zu erreichen. Die dabei freigesetzten Energiemengen dienen der Aufrechterhaltung der endothermen Reduktionen des Pyrolysekoks, die den Pyrolyse- bzw. (Holzkohlen-)koks mit den Verbrennungsgasen aus der partiellen Oxidation zum Produktgasstrom reduzieren. Eine Verschleppung von Pyrolyseprodukten (teerbeladenes Pyrolysegas, chemisch gebundene Teerverbindungen des Niedertemperaturpyrolysekokes etc.), die in Folge von Temperatureinwirkung in der Reduktionszone und auf Grund eines vorhandenen Restausgasungspotential und nicht ausgeprägter Temperaturzonen vorhanden sein kann, wird auf Grund der besser Regulierbarkeit der Resttrocknung, Pyrolyse und partiellen Oxidation der eingebrachten Biomasse bzw. Pyrolysezwischenprodukte verhindert – verschleppte Pyrolyseprodukte können in der Reduktionszone nicht mehr zur Umsetzung gebracht werden und führen daher direkt zur Emission von teerartigen Verbindungen im Produktrohgas. Gestufte Vergasungssysteme werden mit integrierter oder externer Brennkammer (IWT) ausgeführt.

3.3.2 Vergasung in der Wirbelschicht

Wirbelschichtreaktoren arbeiten mit einem fluidisierten Bettmaterial-Biomasse-Mix. Das Vergasungsmittel strömt durch den Anströmboden ein und fluidisiert das Bettmaterial. Dieses kann inert, wie z.B. Quarzsand, oder auch katalytisch aktiv, im Hinblick auf die Umwandlung von organischen Verunreinigungen im Rohgas durch mögliche Nachreaktionen in der Gasphase, sein [6]. Zu diesem Zweck können Stoffe wie Dolomit oder Olivin zum Einsatz kommen. Der Brennstoff wird in zerkleinertem Zustand mit einer maximalen Kantenlänge von 50 mm (bis 100mm) in das fluidisierte

oder umlaufende Bett aufgeben. Je nach Grad der Fluidisierung d.h. Einströmgeschwindigkeit des Fluidisierungs- bzw. Vergasungsmittels wird zwischen stationärer und zirkulierender Wirbelschicht unterschieden. Bei der zirkulierenden Wirbelschicht muss das aus dem Brennraum ausgetragene Bettmaterial durch einen Zyklon aus dem Gasstrom abgeschieden und wieder in den Reaktionsraum zurückgeführt werden.

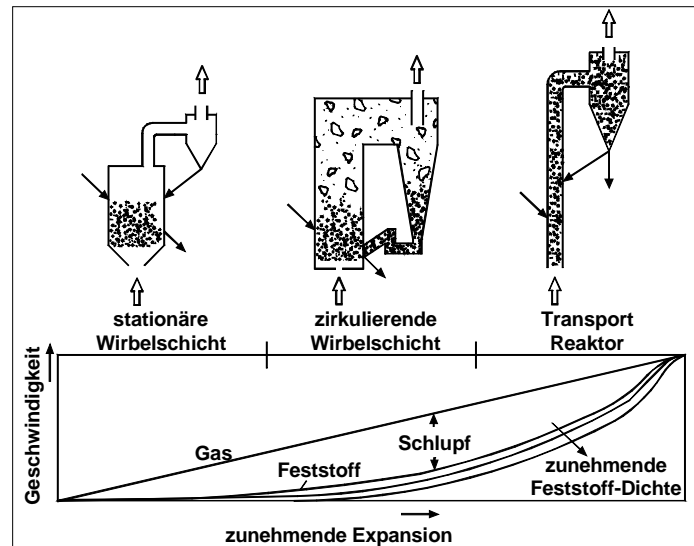


Abbildung 3-7: Grundsysteme für Gas/Feststoff-Wirbelbettreaktoren [2]

Die ständige Verwirbelung des Brennstoffs und des Bettmaterials (Rückvermischung) sorgt auf der einen Seite für einen sehr intensiven Kontakt zwischen beiden, verhindert aber auch, dass sich eine ähnliche Unterteilung in Reaktionsbereiche wie bei der Festbettvergasung einstellen kann. Die Vorgänge der Trocknung, Pyrolyse, Oxidation und Reduktion laufen im gesamten Bereich des Brennraums gleichzeitig und mehr oder weniger homogen ab. Durch die ständige Vermischung von Reduktions- und Oxidationsprodukten mit den Pyrolysedämpfen (und damit auch vorzeitiger Austrag von Pyrolyseprodukten) muss bei dieser Technologie mit höherer Belastung des Produktgases durch organische Verunreinigungen, Teere und Partikel gerechnet werden. Für die Größenordnung der Teerbelastung wird in [4] und [9] ein Wert von bis zu ca. 10 g/m_n^3 angegeben. Das Temperaturniveau muss für gute Vergasungsergebnisse möglichst hoch gewählt werden. Dabei sind jedoch durch den Aschegehalt und das Ascheschmelzverhalten des eingesetzten Brennstoffs nach oben hin Grenzen gesetzt. Übliche Betriebstemperaturen für holzartige Biomasse liegen bei bis zu 950 °C [5].

Vorteile gegenüber der Festbettvergasung bietet die Wirbelschichttechnologie vor allem auf Grund der problemlosen Umsetzbarkeit des Upscaling. In dem für die thermische Nutzung von Biomasse interessanten Leistungsbereich bis $100 \text{ MW}_{\text{th}}$ gibt es keinerlei technische Einschränkungen für die Wirbelschichttechnologie. Auf Grund der notwendigen Anlagentechnik ist diese Technologie mit ihrer wirtschaftlich darstellbaren Leistungsgrenze nach unten hin begrenzt.

3.3.3 Vergasung im Flugstrom

Bei der Vergasung im Flugstrom wird feinkörniger gemahlener Feststoff, die Korngröße ist im Allgemeinen kleiner als 0,1 mm (10 μ m), mit dem Vergasungsmittel durch den Reaktor getragen und dabei vergast. Als Vergasungsmittel kommen je nach Vergasungsverfahren, auto- oder allotherm, Luft oder Sauerstoff in Frage. Die Verweilzeit beträgt nur einige Sekunden, so dass die Vergasung schnell bei Temperaturen zwischen 1200 und 1500°C erfolgen muss. Durch diese hohen Temperaturen wird eine vollständige Umsetzung der aus der Pyrolyse des Brennstoffs hervorgehenden Kohlenwasserstoffverbindungen sichergestellt. Die Reaktivität des Brennstoffes bezüglich der heterogenen Gas-Feststoffreaktionen ist von untergeordneter Bedeutung, da die Grenzfilmdiffusion die Geschwindigkeit des Gesamtvorganges bestimmt. Pyrolyse und Vergasung laufen gleichzeitig ab. Die Asche schmilzt auf und fällt nach entsprechender Kühlung als Schlacke an.

3.4 Gasreinigung – ein Überblick

Aus der Erfordernis der Erreichung gewisser Reingasqualitätsparameter des erzeugten Produktgases für die nachfolgende Nutzung kommen in Biomassevergasungsanlagen Anlagenteile zur Prozessgasreinigung zur Anwendung. Die derzeit eingesetzten Gasreinigungssysteme basieren auf der Anwendung von adaptierten Gasreinigungsverfahren aus der Prozessgasentstaubung und Prozessgaswäsche, die im Zusammenwirken die Erfordernisse von Biomassevergasungsanlagen (Staub- und Teerbeladung) erfüllen. Die Systeme werden entsprechend folgender Gesichtspunkte unterschieden:

- abzureinigender Schadanteil im Prozessgas (Staub, Teer, Schwermetalle, Alkali- oder Erdalkalimetalle, Permanentschadgas etc.)
- Betriebsmedien (trocken, nass, halbtrocken etc.)
- Abscheidemechanismen
- Betriebstemperaturen, -drücke
- Abscheideeffizienz

Für Biomassevergasungsanlagen sind Systeme in der Anwendung welche entweder eine getrennte oder eine 1-stufige Teer- und Partikelabscheidung vorsehen. Hinsichtlich der Betriebstemperaturen wird bei der getrennten (2-stufigen) Partikel- und Teerabscheidung die Abreinigung in getrennten Apparaten durchgeführt – diesbezüglich werden die trockene Entstaubung und die nasse Gaswäsche durchgeführt. Bei der Durchführung der getrennten Gasentstaubung und Teerwäsche ist auf die Einhaltung gewisser Temperaturregime zur Verhinderung der Teerkondensation zu achten – Je nach Vergasertyp und Betriebszustand sind unterschiedliche Kondensationstemperaturen zu erwarten (zwischen 150 und 250°C).

Die einstufige Gasreinigung erfolgt mittels Lösungsmittel- bzw. Wasserquench zur gemeinsamen Gaskühlung und Gasreinigung (Entstaubung und Teerwäsche). Die Entstaubung durch Gaswäscheverfahren ist jedoch an gewisse Abscheideeffizienzen gebunden (siehe Abbildung 3-8), die eine dauerhafte Funktion und Erreichung von Motoreintrittsgrenzwerten schwierig zu realisieren ist. Darüber hinaus ergeben sich erhöhte Anforderungen an die Waschmedienaufbereitung. Der Einteilung in Tabelle

3-7 folgend wird in Systeme der Heißgas- und Kaltgasreinigung zur Staub- und Teerbehandlung unterschieden. Einen Überblick über die typischen verwendeten Verfahren finden sich in Abbildung 3-8.

Tabelle 3-7: Einordnung der Gasreinigungsverfahren

Temperaturbereich	Grundtyp	Wirksamkeit	Gasreinigungssystem
20 - 60 °C	Nass	Teer, Partikel, Metallverbindungen, permanente Schadgasanteile	Füllkörperwäscher, Quench, Venturiwäscher, Nasselektrofilter etc.
140 - 300 °C	trocken	Partikel, Metallverbindungen, Schadgasanteile, (Teer)	Staubabscheider, Filtrationsentstauber etc.
300 - 800 °C	trocken,	Partikel, Schadgasanteile, (Teer)	Filtrationsentstauber, Staubabscheider etc.

Abbildung 3-8 sind die sehr stark abfallenden Abscheideeffizienzen für die nassen Gasreinigungssysteme auf Grund des Reinigungsmechanismus zu entnehmen – ab entsprechenden Korngrößen von unter 1-2 µm wird keine zufrieden stellende Abscheidung von Partikeln aus dem Rohgas mehr erreicht.

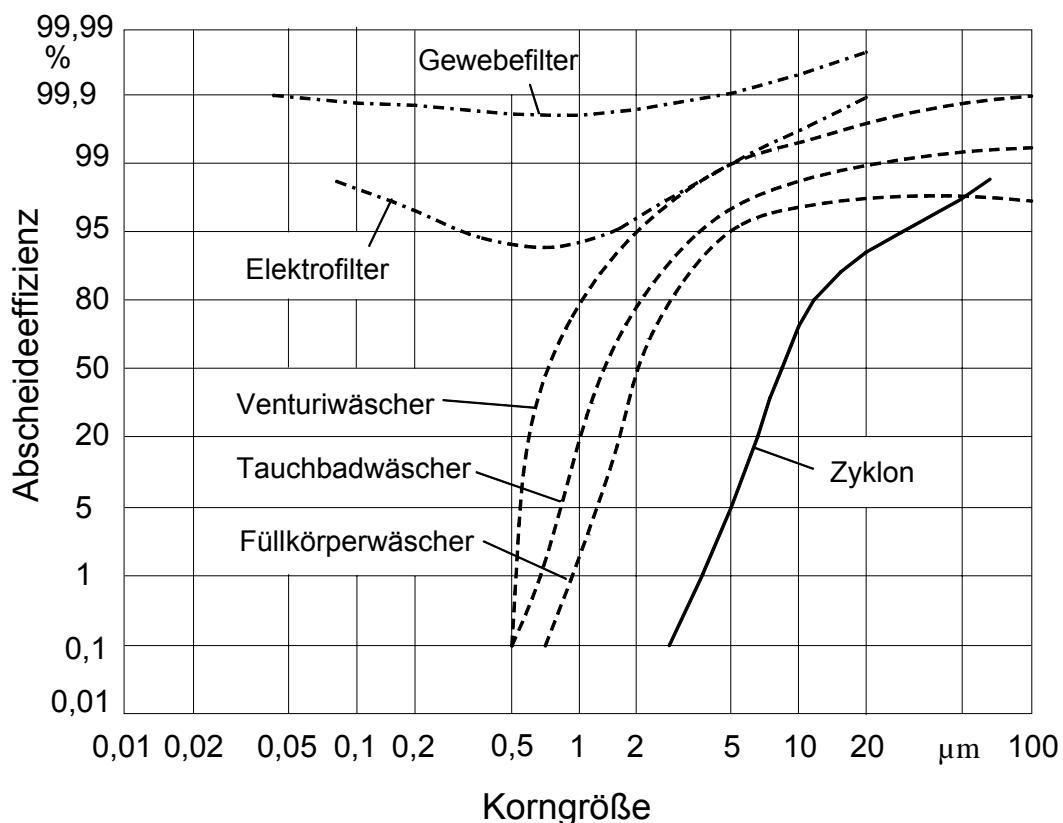


Abbildung 3-8: Typische Abscheidegrade bei Gasreinigungssystemen [115]

Die Gewährleistung gewisser Abscheideeffizienzen ist eine Grundbedingung für den Betrieb der Gaskonditionierungseinheit sowie der Gasnutzung, da Partikelfrachten hinsichtlich ankondensierter Kohlenwasserstoff-, Schwermetall- sowie Alkali- und

Erdalkalimetallverbindungen zu Fehlfunktionen und Beeinträchtigungen diverser Aggregateteile der Gasnutzung (Gasmischer, Gassicherheitsstrecke, Abgasturbolader, Oxidationskatalysator etc.) führen können.

3.4.1 Staubbehandlungssysteme

3.4.1.1 Staubabscheider

Staubabscheider beruhen auf der Nutzung von Massenträgheitseffekten durch Verzögerungs- bzw. Beschleunigungskräfte die auf Partikel unterschiedlicher Größen wirken. Die Partikel werden dabei an/mit Bauteilinnenoberflächen zur Berührung bzw. Kollision gebracht und dadurch verzögert. Die Abbremsung und Umlenkung aus dem Hauptgasstrom bewirkt die Abtrennung der Partikel aus dem Gashauptstrom und das Absinken zum Apparateboden.

3.4.1.1.1 Prall- und Umlenkabscheider

Bedingt durch die Schwerkraftwirkung können Partikel in Gasströmungen schwer zur Abscheidung gebracht werden. Durch das Erzwingen zusätzlicher Fliehkräfte wird die Schwerkraftwirkung verstärkt. Die entsprechenden Fliehkräfte können durch ein- oder mehrmalige Strömungsumlenkung erzeugt werden – dadurch werden Gesamtkräfte, die auf die Partikel wirken, erzielt die ein Mehrfaches der Schwerkraft betragen können. Bei den Prallabscheidern wird diese Kraftwirkung auf die Partikel zur Abscheidung verwendet. Dabei werden die Partikel durch Umlenkung der Gasströmung an Prallblechen aufgrund ihrer Trägheitskraft aus der Strömungsrichtung abgelenkt und an den Prallblechen abgeschieden - von dort sinken sie dann aufgrund der Schwerkraft in eine Staubkammer am Apparateboden.

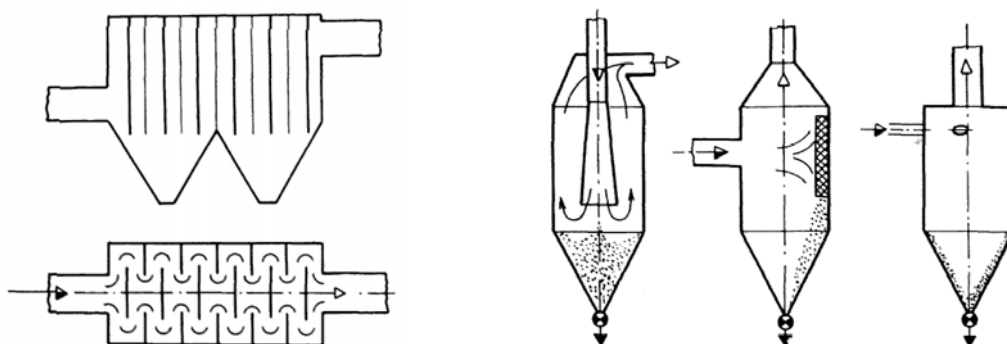


Abbildung 3-9: Prallabscheider und Umlenkabscheider [111], [113]

3.4.1.1.2 Zyklonabscheider

Abbildung 3-9 zeigt den grundsätzlichen Aufbau von Zyklonabscheidern [112]. Das zu trennende Gas/Feststoff-Gemisch wird einem zylindrischen Behälter mit meist konischem Unterteil tangential oder axial zugeführt. Der Drall wird dabei entweder

durch den tangentialen Eintritt des Gases erzeugt oder durch am Umfang des Zyklongehäuses angebrachte Leitschaukeln erreicht. Durch die sich im Abscheideraum ausbildende Rotationsströmung wirken auf die Feststoffpartikel Fliehkräfte, die den Feststoff nach außen schleudern. Von der Wand des Zyklonabscheiders rutscht dieser Feststoff nach unten in einen Feststoffsammelbehälter. Das im Abscheiderinnenraum rotierende Gas wird nach oben durch ein konisches oder zylindrisches Tauchrohr abgeführt.

Bedingt durch die einfache Bauweise, den geringen Druckverlust des Apparates und der guten Eigenschaften hinsichtlich der Abtrennung von groben Partikeln (5 bis 10 μm) werden Zyklonsysteme in Anlagen in den meisten Fällen nur als Vorabscheider für die Gasreinigung verwendet und können durch eine entsprechende temperaturbeständige Ausführung im Heißgasbereich der Anlage eingesetzt werden. Bei der Auslegung und Dimensionierung für hohe Gastemperaturen ist auf die Minderung der Abscheideeffizienzen (Viskositätszunahme) zu achten.

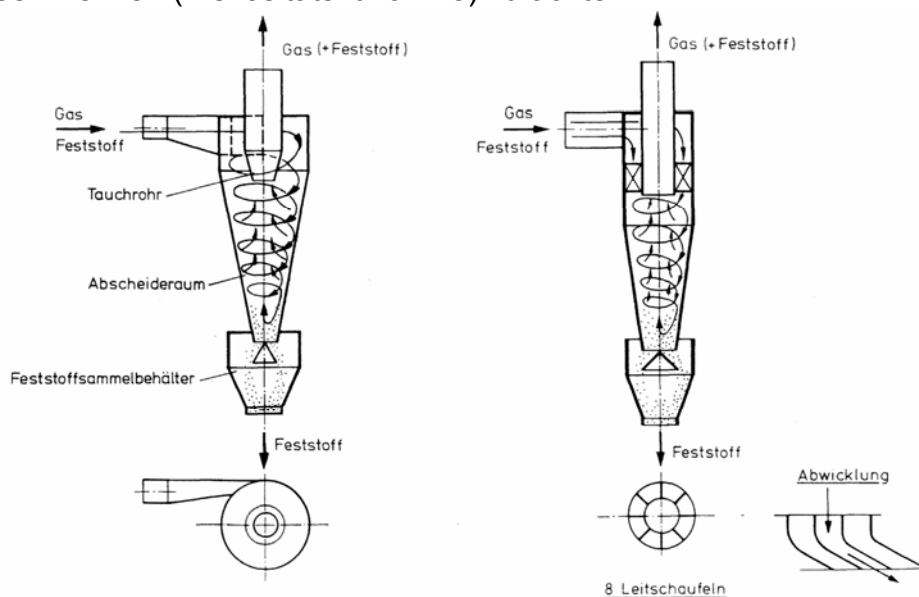


Abbildung 3-10: Zyklonabscheider mit tangentialer (links) bzw. axialer Drallerzeugung [112]

3.4.1.2 Filtrationsentstauber

Ein gemeinsames Merkmal aller filternden Abscheider ist der Einsatz von Filtermedien, welche eine Kollektorfunktion erfüllen - dabei finden gasdurchlässige Gewebe oder gasdurchlässige poröse Sinterwerkstoffe Anwendung. Das zu reinigende Gas wird durch das Filtermedium geleitet, wobei es aufgrund mehrerer Mechanismen zu einer Abscheidung der vom Gasstrom mittransportierten Partikel im Filter kommt. Es wird in Oberflächen- und Tiefenfiltration unterschieden - findet die Abscheidung im Inneren des Mediums statt, so spricht man von Tiefenfiltration.

Im Betrieb derartiger Filteranlagen kommt es zum Aufbau einer Staubschicht an der Oberfläche (Filterkuchen) des Filtermediums. Die ständige Aufakkumulierung von Partikeln an dieser Oberfläche wird Oberflächenfiltration [118] bezeichnet.

Im Inneren dieses Filterkuchens kommt es in Abhängigkeit der Korngrößenverteilung der anfiltrierten Stäube zur Ausbildung einer porösen Oberflächenschicht, der für sich ein Filtermedium mit guten Eigenschaften für die Abscheidung von Klein- und Kleinpartikeln bietet.

3.4.1.2.1 Schlauchfilter

Der Schlauchfilter zählt zu den derzeit gebräuchlichsten Oberflächenfiltern. Das Rohgas tritt von unten in die Filterkammer ein, durchströmt von außen nach innen die Filterschläuche und verlässt die Kammern an der Oberseite. Um den sich an der Außenseite der Filterschläuche ablagernden Filterkuchen zu entfernen, wird bei dieser Bauart mit Spülgas ein kurzer Druckstoß entgegen den Rohgasstrom (von innen nach außen) aufgegeben – siehe Abbildung 3-11.

Neben der Abreinigung mittels Impulsjet kommt auch die Rüttelregenerierung zur Anwendung. Die Abreinigung kann je nach Anlagengestaltung im „Online-Modus“ (Ausführung mit einer Filterkammer) und „Offline-Modus“ (Ausführung mit mind. 2 Filterkammern) erfolgen. Dabei wird jeweils die abzureinigende Kammer mittels einer Klappe von der Rohgaszufuhr abgesperrt und der angelagerte Staubkuchen durch Rütteln, Vibrieren oder der Anwendung der Impulsjetabreinigung von den Schläuchen entfernt. Der Austrag der Filterstäube erfolgt durch entsprechende Fördersysteme.

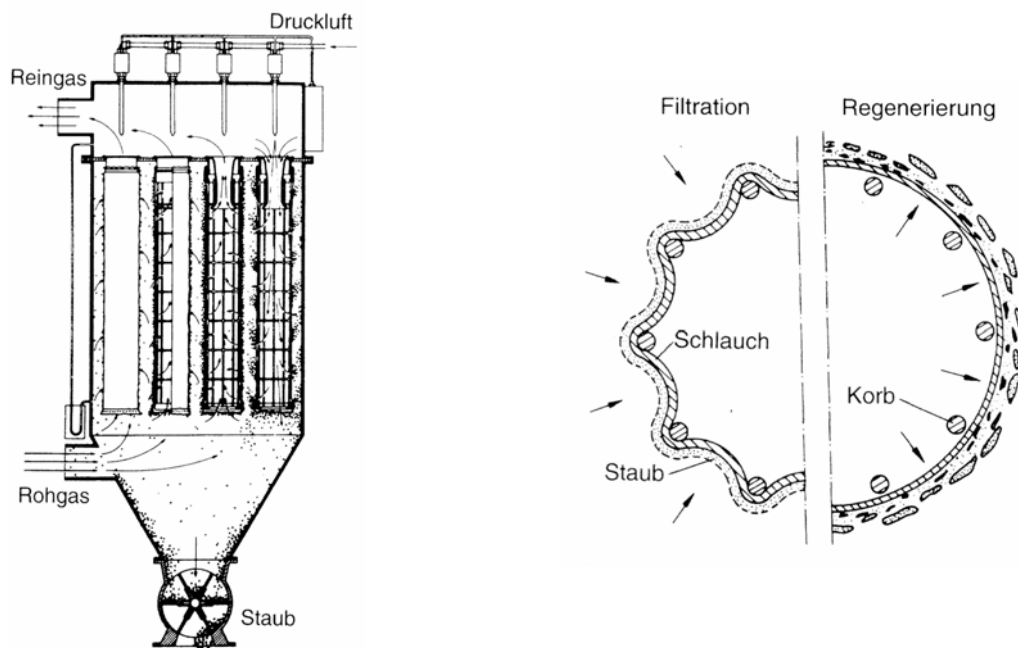


Abbildung 3-11: Schlauchfilteranlage mit Druckstoßregenerierung [112]

Die Haupteinflussgröße auf den Druckverlust ist die Filtrationsdauer. Die mit der Zeit abgeschiedenen Partikel bilden einen Filterkuchen, der einen Druckverlust verursacht, aber wie oben erwähnt ein Filtermedium für die Tiefenfiltration darstellt. Der Druckverlust bewegt sich dabei in der Größenordnung von 2 bis 15 mbar. Nach Erreichen eines vorgegebenen Maximaldruckverlustes wird der Filterkuchen vom Filtermedium abgereinigt. Als Filterstoffe kommen Gewebe, Vliese und Filze zum Einsatz. Diese können je nach Aufgabenstellung und Einsatzrahmenbedingungen wie z.B. Betriebstemperatur, Precoatingmittel, Korngrößenverteilung aus unterschiedlichsten Materialien bestehen (siehe Tabelle 3-8).

Tabelle 3-8: Temperaturbeständigkeit typischer Filtermedien [119]

Temperatur	Typisches Filtermaterial
< 100 °C	Baumwolle, PVC, Polyester
150 – 300 °C	PTFE, Glasfaserfilz
300 – 600 °C	Gewebe, Vliese und Filze aus metallischen, keramischen (Tonerdesilicate) und mineralischen Materialien, Quarz, Glas und Graphit
> 600 °C	Gewebe, Vliese und Nadelfilze aus keramischen Fasern oder Quarzfasern, Kornkeramiken aus Tonerdesilicaten oder Siliziumcarbid (SiC)

Da die Ausbildung eines leicht vom Filtermedium abzulösenden Filterkuchens eine Voraussetzung für ein zufrieden stellendes Betriebsverhalten bezüglich Druckverlust und Abscheidegrad darstellt, ist es bei sehr feinen Stäuben oft notwendig, vor der Filtration eine Precoatingschicht aus Steinmehl, Aktivkohlen etc. auf die Filter aufzubringen. Diese ersetzt die für die Filtration notwendigen, aber fehlenden Filterkuchen, verstärkt die Filtrationseigenschaften und dient dem Schutz des Filterschlauchmaterials.

Zur Abscheidung feiner und gleichzeitig klebriger Partikel kann neben dem Precoatieren unter Umständen ein permanentes Dosieren eines inerten Zuschlagstoffes (Steinmehl) notwendig sein. Während ersteres einen Schutz des Filtermediums vor dem Eindringen von Partikel darstellt und eine gute Regenerierung garantieren soll, sorgt letzteres für die Ausbildung eines lockeren, porösen, mit geringem Druckverlust zu durchströmenden Staubkuchens.

3.4.1.2.2 Mehrschicht-Filterkerzen

Mehrschichtfilterkerzen bestehen aus einem metallischen (Mittel- bis Hochtemperatur) oder keramischen (Al_2O_3 , SiO_2 , MnO - Hochtemperatur) permeablen Grundwerkstoff. Das Filtermedium ist dabei ein starrer poröser Körper, dessen Körnungszwischenräume den Gasdurchtritt erlauben, jedoch ein Durchwandern von Staubpartikeln (korngößenverteilungsabhängig) verhindern. Die poröse Filtrationsmatrix weist daher kleinere Porenzwischenraumabmaße als die kleinsten abzufiltrierenden Staubpartikel auf. Durch Anfiltrierung eines Staubkuchens an der Filteroberfläche wird die Filtrationswirkung verstärkt und gute Abscheidegrade erreicht. Diese Filtersysteme können bis Temperaturen über 500 °C eingesetzt werden und erreichen sehr gute Abscheideeffizienzen.

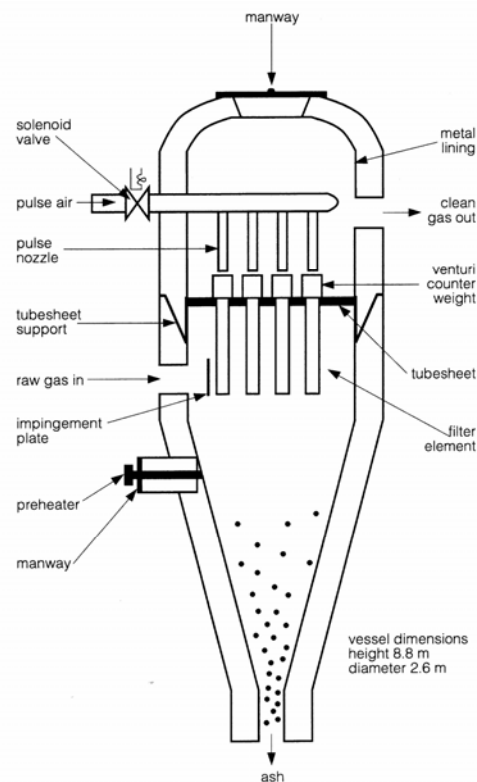


Abbildung 3-12: Mehrschicht-Kerzenfilter [115]

Die Abreinigung erfolgt bei derartigen Filtersystemen durch Druckstoßregenerierung. Bedingt durch das starre Filtermedium, wird die Abreinigungswirkung am Staubfilter nicht durch eine elastische Bewegung des Filtermediums (z.B. Schlauchfilterabreinigung – Bewegung der Textilmembran siehe Abbildung 3-11) unterstützt. Die Ablösung des Filterkuchens erfolgt daher nur durch den Druckimpuls des Regeneriergases, was die Aufwendung wesentlich größere Menge an Spülgas (Stickstoff, Kohlendioxid, etc.) erfordert.

3.4.1.2.3 Keramischer Kreuzstromfilter

In Abbildung 3-13 ist ein keramischer Kreuzstromfilter dargestellt. Dieser unterscheidet sich im Wesentlichen durch die Geometrie und die Führung der Gasströme durch das Filtermedium. Ein entscheidender Vorteil ergibt sich durch das 7-10 mal größere Verhältnis von Filterfläche zu Filtervolumen aufgrund der komplexeren Geometrie. Abscheidegrad, Druckverlust und Regenerationsart sind mit jenen des Kerzenfilters vergleichbar.

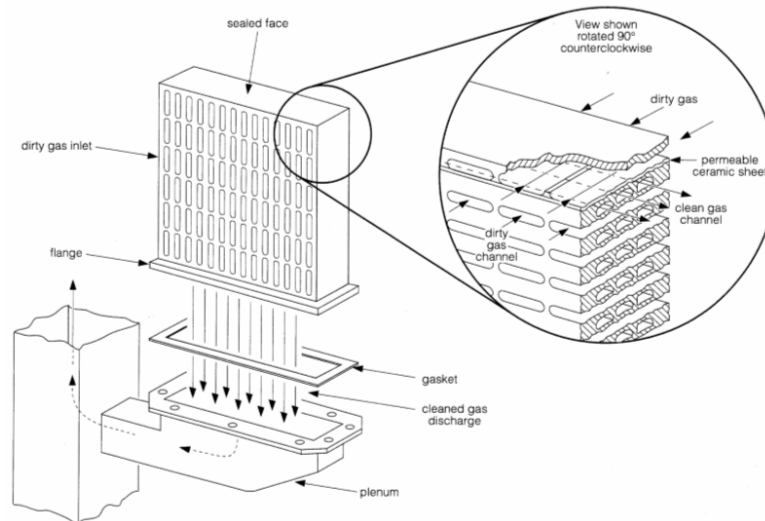


Abbildung 3-13: Keramische Kreuzstromfilter [115]

3.4.1.2.4 **Elektrostatischer Abscheider**

Die Teilchenabscheidung in elektrostatischen Abscheidern beruht auf der Kraffteinwirkung auf elektrisch geladene Teilchen in einem elektrostatischen Feld – dabei ist der Abreinigungsverfahren durch drei grundlegende Vorgänge charakterisiert:

- Elektrische Aufladung der Teilchen
- Abscheidung der geladenen Teilchen durch elektrostatische Anziehungskräfte im elektrostatischen Feld
- Entfernung des abgeschiedenen Staubes von den Niederschlagselektroden

Die Staubteilchen gelangen von unten in den röhrenförmigen Elektrofilter und werden auf den ersten Zentimetern ihrer Wanderung im elektrischen Feld aufgeladen. Die geladenen Teilchen werden durch das elektrische Feld von der Rohrwand angezogen – siehe Abbildung 3-14.

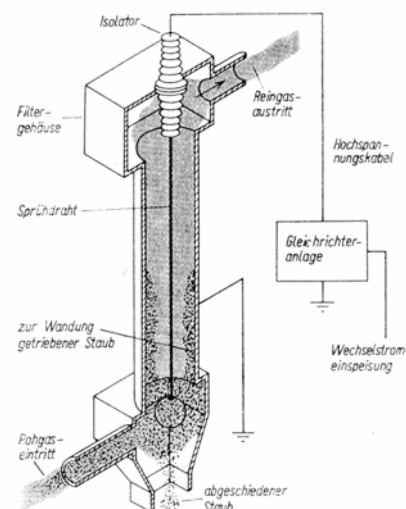


Abbildung 3-14: Prinzipanordnung eines einstufigen Elektrofilters [116]

Der Abscheideeffekt in Elektrofiltern wird durch die Deutsch-Gleichung [118], [119] beschrieben. Diese Berechnungsvorschrift erlaubt die Abschätzung des Staubabscheidegrades in Abhängigkeit der Filterflächengröße, der mittleren Teilchenwanderungsgeschwindigkeit und des Gasvolumenstromes siehe Glg. 3-2.

$$\frac{c_1}{c_0} = e^{-w \cdot \frac{A}{\dot{V}}}$$

Glg. 3-2

- c_i ... Roh- bzw. Reingaspartikelkonzentration [kg/Nm³]
 w ... mittlere Teilchenwanderungsgeschwindigkeit [m/s]
 A ... Abscheidefläche [m²]
 \dot{V} ... Gasvolumenstrom [Nm³/h]

3.4.2 Teerbehandlungssysteme

3.4.2.1 Festbettadsorber

Eine Möglichkeit der Teerabscheidung ist der Festbettadsorber. Beim Festbettadsorber werden die hochsiedenden Teerverbindungen an z.B. Aktivkohle adsorbiert. Bei Raumtemperatur wird eine Beladung der Aktivkohle mit aliphatischen Kohlenwasserstoffen von 20 bis 80 %_{Mass} erreicht. Bei dem in Abbildung 3-15 dargestellten Festbettadsorber wird Koks mit einer Korngröße von 0,56 bis 1,0 mm eingesetzt.

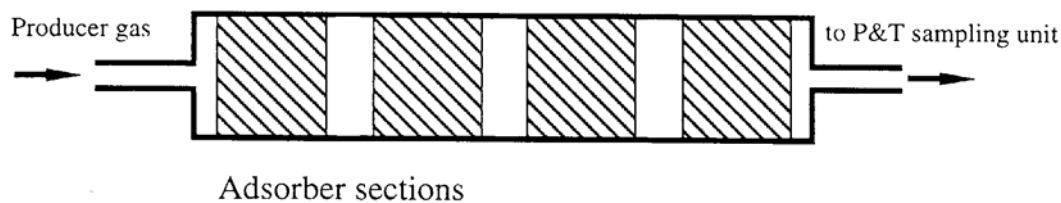


Abbildung 3-15: Festbettadsorber für Teerverbindungen [110]

Anwendung finden derartige Adsorber bei der Teerabscheidung, Abwasseraufbereitung etc. hoch belasteter Produktgase aus Biomassevergasungsanlagen – vorzugsweise werden derartige Systeme für analytische Zwecke der Medienaufbereitung im Labor eingesetzt. Festbettadsorber in Biomassevergasungsanlagen fanden häufig in überholten Konzepten für die Gasreinigung beim Betrieb mit Hackgut-Schüttschicht Anwendung, können jedoch die heutigen Prozessanforderungen nicht erfüllen.

3.4.2.2 Thermische Teerbehandlung

Die Anwendung thermischer Teerbehandlungssysteme sieht die partielle Oxidation des mit teerartigen Verunreinigungen beladenen Produktrohgas vor. Durch die teilweise Verbrennung wird der thermische Aufschluss unter Verlust an Heizwerte im Produktgas erreicht. Die thermische Teerbehandlung ist in der Gasreinigung nach der Gaserzeugung eher unüblich – vielmehr bietet sich diese Art der Teerbehandlung als möglicher Prozessschritt zur primären Teerfreisetzungssenkung in der Gaserzeugung selbst.

3.4.2.3 Katalytische Teerbehandlungssysteme

Die katalytische Teerbehandlung beruht auf demselben Prinzip der Teeraufspaltung durch thermochemische Reaktionen. In der thermischen Teerbehandlung erfolgt die Bereitstellung der Aktivierungsenergie für das Ablaufen der Aufspaltungs- und Zersetzungsreaktionen aufgrund eines Temperaturhubes im Produktgasstrom durch partielle Oxidation. Durch die Anwendung von Katalysatoren wird die notwendige Aktivierungsenergie für das Ablaufen der thermochemischen Reaktionen herabgesetzt. Die katalytischen Reaktionen laufen bei weit niedrigerem Temperaturniveau

ab, wodurch das Vergaseraustrittstemperaturniveau unter Umständen für die katalytische Gasreinigung ausreicht und ohne einen weiteren Temperaturhub genutzt werden kann.

Die katalytische Teerabreinigung ist in der Erprobungsphase. In der Anwendung zeigen sich vor allem Probleme mit Katalysatorstandzeiten durch Katalysatorgifte, die im Produktgas enthalten sind. Die Abreinigung erfolgt in mehreren Stufen, wobei die Entstaubung aus der Prozessanforderung in der Regel vor der katalytischen Umwandlung erfolgt, um für die katalytische Teerbehandlung ein staubfreies Gas auf hohem Temperaturniveau bereitstellen zu können.

3.4.2.4 Nassabscheider

Nassabscheider können grundsätzlich in vier für die Anwendung Biomassevergassungsanlagen relevante Gruppen eingeteilt werden (Abbildung 3-16)

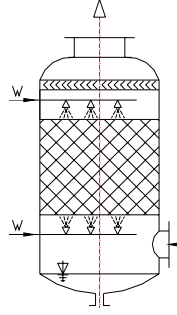
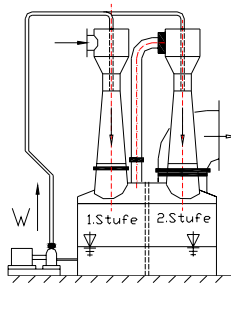
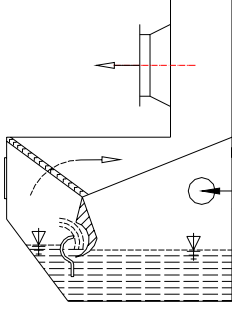
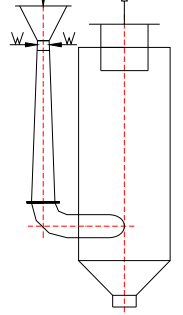
Type	Füllkörperwäscher	Strahlwäscher	Tauchbadwäscher	Venturiwäscher
				
Grenzkorngröße bei $\rho = 2.42 \text{ g/cm}^3$ in $[\mu\text{m}]$	0.7 – 1.5	0.8 – 0.9	0.6 – 0.9	0.05 – 0.2
mittlere Relativgeschwindigkeit $[\text{m/s}]$	1	10 – 25	8 – 20	40 – 150
Druckverlust $[\text{mbar}]$	2 – 25	-	15 – 28	30 – 200
Waschmedium/Gas $\left[\frac{\text{l}^*(\text{h})}{(\text{h})^* \text{m}^3} \right]$	0.05 – 5	5 – 20	-	0.5 – 5
Energiebedarf $[\text{kWh}/1000\text{m}^3]$	0.2 - 1.5	1.2 - 3	1 – 2	1.5 - 6

Abbildung 3-16: Überblick über Nasswäscher-Typen und deren Charakteristika [117]

Füllkörperwäscher zeichnen sich durch die Befüllung mit Füllkörpern aus, die durch das Waschmedium besprüht werden. Die Wäscherbehälter sind mit Düsen ausgestattet über die der Eintrag der Waschemulsion zur Benetzung der Füllkörper

erfolgt. Das zu reinigende Gas wird im Allgemeinen im Gegenstrom durch den Wäscher geführt.

Im **Strahlwäscher** wird die Waschemulsion mit Überdruck in den Wäscherbehälter eingedüst. Dadurch wird ein Aufreißen des Waschflüssigkeitsstrahles in 1-3 mm große Flüssigkeitstropfen erreicht, wodurch eine Vergrößerung der Stoffaustauschoberfläche zwischen zu reinigendem Gas und Waschmedium erreicht wird.

In **Tauchbadwäscher** strömt der beladene Gasstrom durch ein Flüssigkeitsbad. Dabei wird Flüssigkeit in den Gasstrom dispergiert. Durch die hohe Turbulenz der strömenden Gas und Flüssigkeiten kann ein guter Stoffaustausch erreicht werden.

Die Wirkungsweise des **Venturi-Wäschers** basiert auf der Erhöhung der Geschwindigkeit eines Gasstromes durch Querschnittsverengung bei gleichzeitiger Eindüsung einer Waschflüssigkeit. Die dabei auftretenden hohen Scherkräfte zwischen Gas und Flüssigkeit führen zu einer Feinstverteilung der Flüssigkeitströpfchen, die mit den Feststoffpartikeln agglomerieren. Diese Agglomerate werden auf Grund ihrer Massenträgheit durch eine Prallabscheidung im nachgeschalteten Tropfenabscheider aus dem Gasstrom abgeschieden.

Als **Wäscheremulsionen** kommen verschiedenste Waschmedien zum Einsatz. Die Palette verwendeter Wäschermedien reicht von reinem Wasser bis hin zu Öl-Wasser Gemischen in Abhängigkeit der abzureinigenden Verunreinigungen. Die Verwendung von Wasser als Wäschermedium zeigt unzufriedenstellende Ergebnisse hinsichtlich der Abreinigungseffizienz und des Dauerbetriebsverhaltens. Zentrale Probleme beim Einsatz von Wasser als Waschmedium stellen die Verseifung, die geringe Löslichkeit von Kohlenwasserstoffverbindungen, Oberflächenspannungseffekte, die Verblockung der Apparate und der vergleichsweise problematische Abwasseraufbereitungsaufwand etc. dar.

Wäscherölemulsionen fungieren in der Anwendung als Lösungsmittel, welche die Reinigungswirkung hinsichtlich teerartiger Verbindungen unterstützen und die Apparate selbst vor Verblockung schützen. Das mit Teer beladene Lösungsmittel kann als Waschmedium zirkulierend eingesetzt werden. Durch die Abreinigung teerartiger Verbindungen und die Kondensation von Wasserdampf aus dem Prozessgas kommt es zur Anreicherung der Waschemulsion mit teerartigen Verbindungen und belastetem Abwasser. Durch eine entsprechende Separation der Wasserphase von der Ölphase gelingt die Fraktionierung der Waschemulsion. Auf diese Weise anfallende Abwässer sind einer entsprechenden Entsorgung bzw. Abwasseraufbereitung zuzuführen. Die abgetrennte Ölphase kann bis zur Sättigung mit teerartigen Verbindungen weiterverwendet werden und ist anschließend einer geordneten Verwertung bzw. Entsorgung zuzuführen.

3.4.2.5 Nassarbeitender Elektrofilter

Neben der Möglichkeit des Einsatzes von Trocken-Elektrofiltern (Abbildung 3-14) besteht die Möglichkeit des Einsatzes von Nass-Elektrofiltern [118], [119]. Vorteile bietet dieser Apparat hinsichtlich der Aerosolabscheidung (kondensierende teerartige Verbindungen, Stäube etc.). Die Anlagerungen (Staub und Teerfracht) an der Niederschlagselektrode können mit der Wäscherflüssigkeit entfernt und ausge-

schleust werden. Zu beachten ist dabei die anfallende Schadstoffmischung aus Partikeln und kondensierbarer Fracht etc., deren Aufbereitung einen zusätzlichen Aufwand erfordert.

3.4.3 Zusammenfassung - Gasreinigung

Zusammenfassend kann über den derzeitigen Stand der Gasreinigung in der Biomassevergasung gesagt werden, dass mit den heute verfügbaren Technologien eine Reinigung des Rohgases auf die für die Gasnutzung notwendigen Anforderungen technisch machbar ist.

Viele Firmen bieten hierfür Gasreinigungssystemen an, die ein Konzept zur nassen Gasreinigung mit nachgeschalteter Tropfenabscheidung und Schüttschichtfiltration (Hackgutschüttung etc.) darstellen. Diese Systeme sind jedoch nicht zielführend, da die Anforderungen an die erforderliche Gasreinheit hinsichtlich Alkali-, Erdalkali- und Schwermetallverbindungen etc. in Verbindung der Sondergasnutzung (Gemischbildung, Abgasnachbehandlung etc.) in der Regel nicht erfüllt werden.

Aufgrund der gemachten Erfahrung sollte bei der Errichtung von Biomassevergasungsanlagen auf bereits erprobte Technologiekonzepte zurückgegriffen werden - über entsprechende Erfahrungen in diesem Zusammenhang verfügt man im Betrieb von gestuften Gasreinigungssystemen zur getrennten Entstaubung und Teerwäsche (precoatierte Gewebefilter mit anschließender Teerwäsche) sowie Kombinationssysteme von Quench und Nasselektrofilter. Letzteres stellt auf Grund der abzudeckenden Investitions- und Betriebskosten und der anfallenden Mischreststofffraktion der Gasreinigung insgesamt (wässrige und kohlenwasserstoffhaltige Kondensate, Partikelschlämme etc.) höhere Anforderungen an die Einbindung in das Anlagenkonzept (Rückstandsaufbereitung), die Betriebsführung der Anlage etc. In letzter Zeit sind zwar interessante neue Technologien, wie z.B. katalytisches Teercracken, auf dem Markt der Gasreinigung aufgekommen, jedoch gibt es bei diesen noch keine ausreichende großtechnische Erfahrung. Diese Technologien bedürfen noch intensiver Untersuchungen. Dabei ist vor allem deren Langzeitverhalten wichtig, damit diese erfolgreich und ökonomisch in neuen Anlagen eingesetzt werden können.

Die aus der Gasreinigung anfallenden Reststoffe stellen Rückstände dar, die einer Aufbereitung und Verwertung bzw. teilweisen Entsorgung zuzuführen sind. Die Reststoffmengen anfallender Rückstände können auf Grund der physikalischen und chemischen Eigenschaften nicht ohne entsprechender Aufbereitung in den Prozess zurückgeführt bzw. entsorgt werden – auf die technischen Möglichkeiten der Rückstandsaufbereitung wird im folgenden Unterkapitel eingegangen.

3.4.4 Abwasseraufbereitung von Abwässern aus Biomassevergasungsanlagen

3.4.4.1 Herkunft der anfallenden Rückstände aus dem Betrieb der Gasreinigungsanlage in Biomassevergasungsanlagen

Im Gegensatz zur Verbrennung von Biomasse, bei der Wasser als Verbrennungsprodukt gebildet wird, wird bei der unterstöchiometrisch betriebenen, thermochemischen Umwandlung von Biomasse je nach Prozessbedingungen – und den damit

verbundenen Vergasungsreaktionen – Wasserdampf als Reaktionspartner verbraucht (der Wasserumsatz liegt in einer Größenordnung von 0,05 bis 0,1 kg Wasser pro kg trockenem Brennstoff). Der überschüssig eingetragene Wasserdampf (aus dem Brennstoff bzw. dem Vergasungsmittel) wird naturgemäß mit dem Produktgas ausgetragen und stellt je nach Partialdruck und Temperatur in den nachfolgenden Prozessstufen der Gaskühlung und –reinigung die Basis für Kondensatanfall dar. Je nach Konzept der Gaskühlung, -reinigung und Gemischkonditionierung und deren Druck- und Temperaturführung, muss in diesen Prozessstufen mit Kondensatanfall gerechnet werden. Die der Gaskühlung und –reinigung anfallenden Kondensate fallen üblicherweise gemeinsam mit anderen z.B. teerartigen Rückständen an und erhöhen damit die Abwasserentsorgungs- oder -aufbereitungsfracht. Der Gasmotorbetrieb erfordert die Bereitstellung eines kondensatfreien Treibgasgemisches um Beeinträchtigungen der Gemischregelstrecke, der innermotorischen Verbrennung sowie der Abgasnachbehandlung hintanzuhalten. Hinsichtlich des möglichen Kondensatanfalles können in der Gesamtanlage folgende Prozessstufen relevant sein:

- Gaskühlung (je nach Wärmeaustauschmedien und deren Druck und Temperatur)
- Gasreinigung (Temperaturen, Drücke),
- Exponierte Rohrleitungen
- Gas-Fördereinheiten,
- Gasmotor
 - Gasmischer des Motors, indem das Produktgas mit der entsprechenden Menge mit Verbrennungsluft gemischt wird,
 - Im Turbolader wird das Gas-Luftgemisch verdichtet und erwärmt sich dabei
 - Im Gemischkühler indem das verdichtete Treibgasgemisch abgekühlt wird, um den Füllungsgrad des Motors zu erhöhen (Achtung Partialdruckproblematik – Kondensatanfall!),
 - Abgaswärmetauscher (hinsichtlich des bei der Umsetzung gebildeten Wasserdampfs im Abgasstrom, Teillastproblematik)
- Grundsätzlich alle Prozessstufen bei instationären An- und Abfahrvorgängen der Anlage

Sowohl bei der Gemischbildung im Gasmischer als auch bei der Abkühlung nach dem Turbolader muss auch der Taupunkt des Gemisches beachtet werden. Die Abkühlung darf, um Kondensation des Gemisches auszuschließen, nicht unter den Taupunkt erfolgen. Abbildung 3-17 zeigt mögliche Kondensatanfallstellen in einer Biomassevergasungsanlagen (je nach eingestelltem Temperatur- und Druckregime und Anlagenkonfiguration).

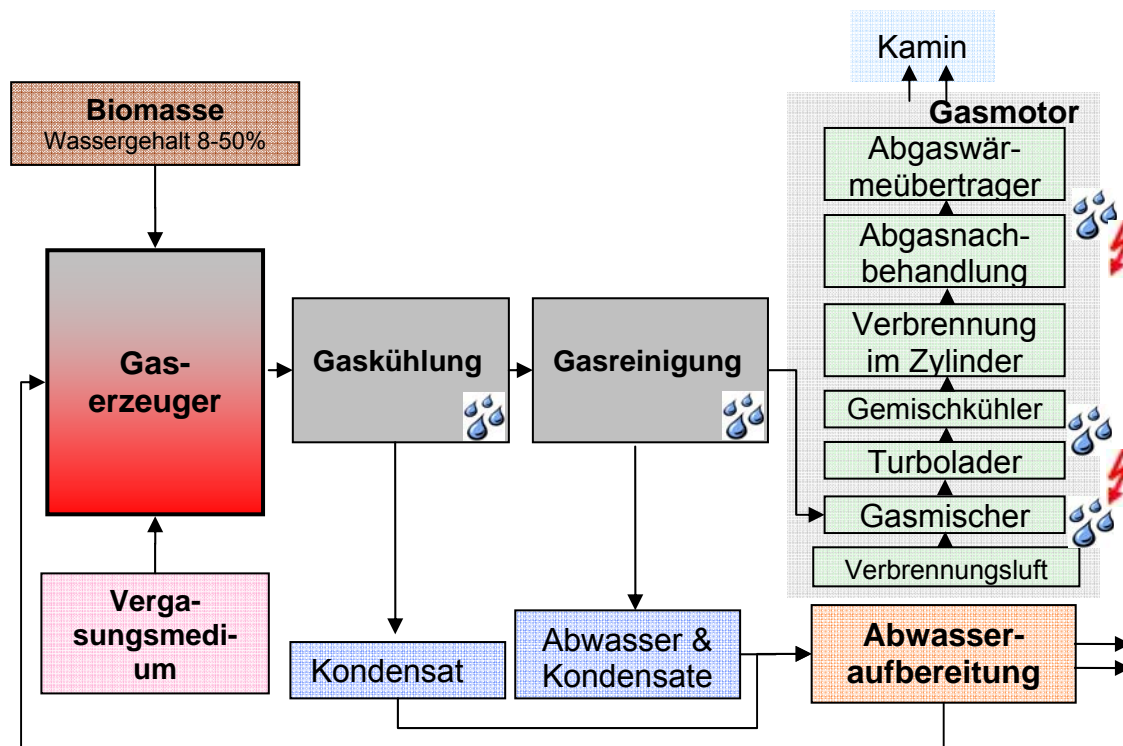


Abbildung 3-17: Mögliche Kondensatanfallstellen in einer Biomassevergasungsanlage

Grundsätzlich ist in Bezug auf die Abwasserproblematik hinsichtlich des

- Kondensatanfalles aufgrund der Taupunktunterschreitung des Produktgases in der Anlage bzw.
- des verwendeten Gasreinigungssystems (im Speziellen bei nassen Gasreinigungssystemen)

zu unterscheiden.

Im Prinzip gibt es zwei verschiedene Ansätze der Problematik des Kondensatanfalles zu begegnen:

- Fachgerechte Entsorgung (Achtung: u. U. beladen mit giftigen Bestandteilen – s. Kapitel 3.2.6)
- Prozessinterne Aufbereitung/Verwertung
- Interne Verbrennung
- Rückstandsaufbereitung durch verschiedene Abwasserbehandlungsverfahren
- Einer Minimierung des Kondensatanfalles (wässriger Anteil) kann durch eine Brennstoffvortrocknung und der Einstellung geeigneter Vergasungsparameter begegnet werden – mit Rücksicht auf Punkt 1 und 2 dieser Aufzählung.

Bei der Konzeptentwicklung sind folgende Daten zur Kondensatbilanz (Wasser- und organische Kondensatbilanz) zu überprüfen:

- mit dem Brennstoff eingebrachte Wassermenge
- Wasserumsatz im Vergaser
- Wassermenge im Produktgas vor Gasreinigung mit Taupunktsberechnung
- Zu erwartende Rohgasbelastungen hinsichtlich teerartiger Verbindungen und deren Taupunkt,

- Angaben zur Temperatur in der Gasreinigung und zu einzuhaltenen Sicherheitsabständen zum Taupunkt, bzw. Angabe der anfallenden Abwassermenge
- Taupunktberechnung im Gasmischer, Gemischkühler für das Gas-Luftgemisch und Angabe der einzuhaltenen Temperaturen

3.4.4.2 Inhaltsstoffes des anfallenden Kondensates

Je nach gewählter Vergasungs- und Gasreinigungstechnologiekombination und den eingestellten Betriebsparametern beinhalten die wässrigen Kondensate von Biomassevergasungsanlagen eine unterschiedlich hohe anorganische und organische Fracht. Das Produktgas aus Festbettvergasungsverfahren enthält meist nur geringe Anteile an anorganischem Staub (typischerweise $<1\text{g/Nm}^3$), bei Wirbelschichtverfahren hingegen sind Staubgehalte von ca. 10g/Nm^3 üblich. Der Flugkoksanteil hängt von der Gasgeschwindigkeit am Reaktoraustritt ab und variiert zwischen $0,1$ bis 10g/Nm^3 .

Der Gehalt und die Zusammensetzung an organischen Kohlenwasserstoffen hängen vom Reaktortyp, von der Verweilzeit und von der Temperatur im Reaktor ab. Bei gestuften Vergasungsverfahren enthält das Produktgas nahezu keine organischen Verbindungen. Bei Wirbelschichtverfahren oder Festbettvergasungsverfahren enthält das Produktgas neben höheren Kohlenwasserstoffen (Teere) auch noch erhebliche Mengen an Phenol, Benzol, Toluol, Xylol und anderen aromatischen Kohlenwasserstoffen, die sich u. U. im anfallenden Kondensat wieder finden.

Die Hauptkomponente von den anorganischen gasförmigen Schadstoffen stellt der Ammoniak dar. Neben diesem treten auch noch Schwefelwasserstoff in geringen Konzentrationen auf. Bei naturbelassener Biomasse als Brennstoff sind nur extrem geringe Konzentrationen an HCl zu erwarten ($<10\text{ppm}$) [138].

Falls diese Schadstoffe gemeinsam, z.B. in einem Nasselektrofilter, abgeschieden werden, finden sich alle diese Stoffe im Abwasser und müssen abgetrennt werden, was zu einem erhöhten Aufwand in der Rückstandsaufbereitung führt. Bei einer getrennten Abscheidung von festen Partikeln (z.B. mittels Schlauchfilter) und von Teeren (z.B. Gaswäsche mit Füllkörperwäschern) müssen nur die organischen Schadstoffe und Ammoniak im Abwasser behandelt werden.

3.4.4.3 Abwasserbehandlungsverfahren

Die Reinigungsverfahren in der Abwassertechnik basieren auf chemischen, physikalischen und biologischen Prozessen, die durch eine Umwandlung, eine Aufkonzentrierung oder einen Abbau der Abwasserinhaltsstoffe eine geeignete Rückstandsaufbereitung ermöglichen.

3.4.4.3.1 Physikalische Verfahren

Die physikalischen Verfahren der Abwassertechnik haben zum Ziel, unlösliche Abwasserinhaltsstoffe abzutrennen und aufzukonzentrieren, um sie dann in einem weiteren Verfahrensschritt für eine Verwertung oder Beseitigung gezielt vorzukonditionieren.

Im Abwasser können ungelöste Stoffe anorganischer oder organischer Natur in fester oder flüssiger Form suspendiert sein. Ihre Eliminierung kann durch folgende Vorgehensweisen geschehen:

- durch statische Verfahren: z.B. Sedimentation, Flotation
- durch maschinelle Verfahren: z.B. Zentrifugation, Filtration

Physikalische Verfahren werden in Biomassevergasungsanlagen oft als Vorreinigung zur Abscheidung von Feststoffen oder zur Trennung der organischen von der wässrigen Phase eingesetzt (z.B. Sedimentation in der Anlage Harboøre zur Trennung von Teeren und Kondensat). Beim Einsatz von Filtrationsverfahren ergeben sich jedoch oft durch den Teeranteil im Abwasser Probleme durch verblocken der Filtereinheiten. Prinzipiell ist von den physikalischen Verfahren die Sedimentation gut geeignet um den Hauptanteil der Teere aus dem Kondensat zu trennen. Allerdings können die Grenzwerte für Abwasser mit diesem Verfahren alleine nicht erreicht werden.

3.4.4.3.2 Membranverfahren

Unter Membranverfahren versteht man die Entfernung von feinsten Partikeln bis hin zu gelösten Stoffen aus Abwässern mittels eines Filters, der auf einer Stützschrift angebracht ist.

Aufgrund dieser Sonderstellung sind Membranverfahren teils den physikalischen, teils den thermischen Verfahren zuzurechnen, weshalb sie hier als eigener Abschnitt betrachtet werden.

Membranverfahren haben sich seit der Entwicklung asymmetrischer Membranen im Jahr 1960 zu industriellen Prozessen von großer technischer und kommerzieller Bedeutung entwickelt.

Die Membrantechnologie ist in den letzten Jahren dank des Fortschrittes neuer Membranherstellungstechniken (Möglichkeit der Herstellung selektiver Membranen sowie Erhöhung der thermischen und chemischen Membranstabilität) und auch aufgrund der Verbesserungen im Modul- und Anlagendesign ständig weiterentwickelt worden.

Membranverfahren wurden bis dato nur selten in Biomassevergasungsverfahren eingesetzt. In der Anlage Harboøre wurden verschiedene Membranverfahren ohne Erfolg getestet.

3.4.4.3.3 Thermische Aufbereitungsverfahren

Die thermischen Verfahren werden zur Abtrennung gelöster Stoffe benutzt. Sie basieren auf einer Aufkonzentrierung der Abwasserinhaltsstoffe oder der Überführung in einem neuen Schadstoffstrom, der in den meisten Fällen noch einer anschließenden Behandlung bedarf.

Eindampfung

Die Eindampfung wird in erster Linie zur Aufkonzentrierung schwerflüchtiger Bestandteile im Rückstand benutzt.

Der Feststoffanteil des Abwassers, das in den Verdampfer geleitet wird, beträgt meist weniger als 10%_m. Ziel ist es so viel Wasser zu verdampfen, dass die Ausgangslösung einen Feststoffanteil von beispielsweise 50%_m enthält.

Destillation

Unter Destillation versteht man Verfahren, mit deren Hilfe verdampfbare flüchtige Stoffe von nicht flüchtigen bzw. Stoffen mit verschiedenen Siedepunkten voneinander getrennt werden. Bei der Destillation wird das Stoffgemisch zum Sieden gebracht. Der Dampf wird kondensiert und in einer Vorlage aufgefangen. Die Siedetemperatur sollte für die Destillation im Bereich von 30-150°C liegen. Verbindungen mit hohem Siedepunkt müssen bei vermindertem Druck destilliert werden.

Strippung

Die Strippung dient in erster Linie der Abtrennung von Produkten mit hohem Flüchtigkeitsgrad aber niedriger Wasserlöslichkeit (z.B. Ammoniak, Kraftstoff, Halogenkohlenwasserstoff etc.) aus einem wässrigen Strom. Die Stoffe werden mit Hilfe von Luft oder Dampf aus dem Abwasser ausgetrieben.

Die Verdampfung des Abwassers und anschließende Verbrennung der organischen Schadstoffe wird derzeit erfolgreich in der Anlage Harboøre, in der Biomassevergasungsanlage Güssing und an der IWT-Versuchsanlage im Rahmen des Anlagenversuchsbetriebs eingesetzt.

3.4.4.3.4 Chemische Verfahren

Die chemischen Verfahren zur Abwasserbehandlung zielen darauf ab, anorganische und organische Abwasserinhaltsstoffe so umzuwandeln, dass sie direkt eliminiert in eine ökologisch unbedenkliche Verbindungen überführt oder so vorbehandelt werden, dass sie in einer Folgereaktion entfernt werden können.

Zu den chemischen Verfahren zählen:

- Neutralisation
- Fällung
- Oxidation
- Reduktion
- Aufkonzentrierung (Ionenaustausch)
- Komplexbildung
- Adsorption
- Extraktion

Chemische Verfahren, wie z.B. die Oxidation der Teere mittels Wasserstoffperoxid oder Adsorption der Teere an Aktivkohle, wurden im Labormaßstab untersucht. Aufgrund der hohen Betriebskosten haben sich diese Verfahren aber noch nicht durchgesetzt.

3.4.4.3.5 Biologische Verfahren

Die biologischen Verfahren dienen im Wesentlichen der Elimination organischer Stoffe durch die Stoffwechselfähigkeit von Mikroorganismen. Der mikrobiologische Abbau kann in den anaeroben, aeroben und anoxischen Prozessen stattfinden.

Während des Abbauprozesses werden die Abwasserinhaltsstoffe in ökologisch unbedenkliche Verbindungen oder durch Zellteilung in neue Zellmasse umgewandelt. Biologische Verfahren sind aufgrund der Giftigkeit der Teere nicht als Abwasserbehandlungstechnologie für Biomassevergasanlagen geeignet.

3.4.4.4 Vergleich unterschiedlicher Gasreinigungskonzepte

Bei Biomassevergasanlagen, die im kommerziellen Anlagenbetrieb stehen, wird das anfallende Abwasser einer Abwasserbehandlung zugeführt, um die Anforderungen der Verwertung (Verbrennung in Anlagen, Aufbereitung und Rückführung etc.) bzw. einer Entsorgung durch befugte Unternehmen erfüllen zu können. Tabelle 3-9 zeigt einen Überblick über verschieden realisierte Abwassernachbehandlungskonzepte an realisierten Anlagen.

Tabelle 3-9: Übersicht von installierten Konzepten zur Gasreinigung und Abwassernachbehandlung verschiedener Anlagenkonzepte

	Gasreinigungsverfahren GRV			Abwasseraufbereitung	Abwasserverwertung
	trockenen GRV	nasse GRV	Verfahrensdetail		
Güssing	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Schlauchfilter und nasse Teerwäsche	Abwassereindampfung	Verbrennung der Rückstände in der Anlage
Haboøre		<input checked="" type="checkbox"/>	Quench und Nasselektrofilter	Sedimentation Abwassereindampfung	Verbrennung der Rückstände in der Anlage
Wr. Neustadt		<input checked="" type="checkbox"/>	Quench und Nasselektrofilter	Abwassereindampfung	Entsorgung der Rückstände
Pyroforce	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Schlauchfilter und nasse Teerwäsche	Abwasserspeicherung, bzw. -entsorgung (?)	Entsorgung der Rückstände bzw. Verwertung im Prozess (?)
IWT Versuchsanlage / Schachtvergaser	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Schlauchfilter und nasse Teerwäsche	gestufte Abwasseraufbereitung, Eindampfung und Brüdenstrippung und Rückstandsrückführung	Rückführung im Prozess, Einleitung der Abwässer in die Kanalisation möglich
DTU Versuchsanlage / 2-Zonen Vergaser	<input checked="" type="checkbox"/>		trockene Gasentstaubung mit Schlauchfilter	Aufbereitung nicht erforderlich	Rückführung im Prozess
IWT Versuchsanlage / Mehrzonenvergaser	<input checked="" type="checkbox"/>		trockene Gasentstaubung mit Schlauchfilter	Aufbereitung nicht erforderlich	Rückführung im Prozess

Die Verwertung der Rückstände in der Anlage bedingt die Einhaltung gewisser Rahmenbedingungen, damit die Betriebsführung der Anlagen dauerhaft gewährleistet ist. Folgende Punkte sind bei der Rückführung von Rückständen aus der Gasreinigung und Abwasseraufbereitung zu beachten:

- Einhaltung gewisser Temperatur- und Luftüberschussverhältnisse damit ein vollständiger Umsatz der Rückstände erfolgen kann (keine Aufkumulierung in der Anlage!),
- In der Gasreinigung werden Schadstoffe aus der thermochemischen Umwandlung bzw. aus Biomassebestandteilen abgeschieden. Die Rückführung derartiger Rückstände in den Gaserzeuger kann zu einer Aufkonzentrierung von Schadstoffen im Prozess führen, da Schadstoffe nur bedingt umgewandelt werden können.
- Die Einschleusung von Gasreinigungsrückständen darf nur bis zu bestimmten Massenverhältnissen in Relation zum eingebrachten Brennstoffstrom erfolgen,

bis zu denen sich die Reaktionsmilieus (ausgeprägte Temperaturbereiche im Gaserzeuger etc.) nicht grundsätzlich ändern.

Bei der Vielzahl der Anlagen erfolgt die Rückstandsaufbereitung und –verwertung durch eine Eindampfung von Gasreinigungsrückständen zur Erreichung eines höheren Feststoffgehaltes. Die Verwertung anfallender Brüden kann im Gaserzeugungsteil erfolgen (s. Beispiele Güssing, Harboøre). Die Verbrennung der Eindampfungsrückstände erfolgt dabei teilweise in Nebenaggregaten des Gaserzeugers (Brennkammern der Vergasungsanlagen, Verfeuerung in Biomassekesseln) bzw. in ausgewiesenen Hochtemperaturzonen des Gaserzeugers (eher untergeordnet – Problematik oben angeführter Punktation).

Neben einer Reihe anderer wissenschaftlicher Forschungsprojekte zur Entwicklung von Abwasseraufbereitungsanlagen wird am Institut für Wärmetechnik der TU Graz ein gestuftes Gasreinigung- und Abwasseraufbereitungskonzept, das eine Rückführung von Stripprüden in den Gaserzeuger sowie die Ausschleusung minimierter Mengen an festen und flüssigen Gasreinigungsrückständen vorsieht, betrieben. Die Abwasseraufbereitung wird mit Prozesswärmen aus der Produktgaskühlung betrieben. Der Aufbereitungsgrad der anfallenden wässrigen Rückstände erreicht die Grenzwerte für die Einleitung der Abwässer in die öffentliche Kanalisation. Die uneingeschränkte Rückführung von Gasreinigungsrückständen wird aufgrund obiger Problematik für Schachtvergasungssysteme nicht für sinnvoll erachtet und erfordert daher die Ausschleusung gewisser Reststofffraktionen aus dem Prozess.

Folgende Anlagen- und Gasreinigungskonzepte sollen in der Folge kurz beschrieben werden:

- Wirbelschichtvergasung Güssing mit Trockenentstaubung, nasser Gaswäsche und Kondensatverbrennung
- Schachtvergaser Wiener Neustadt mit Quench-Nasselektrofilter und Kondensatverbrennung in der zugeordneten Rostfeuerung
- Schachtvergaser der IWT-Versuchsanlage mit trockener Entstaubung, nasser Gasreinigung und integrierter Rückstandsaufbereitung,
- Schachtvergaseranlage Pyroforce mit trockener Entstaubung und nasser Gasreinigung,
- Xylowatt Open Top Vergasungssystem mit nasser Gasreinigung
- Gestufte Gaserzeuger und deren Gasreinigung bestehend aus Trockenentstaubung und Gaskühlung (ohne Wäsche aufgrund der hohen Gasreinheit)

3.4.4.4.1 Gasreinigungskonzept der Wirbelschicht-Wasserdampfvergasungsanlage in Güssing [121]

Der Vergasungsprozess selbst basiert auf der Wasserdampfvergasung von Biomasse in zwei gekoppelten Wirbelschichten. Abbildung 3-18 zeigt ein Verfahrensfliessbild der Anlage. Das mit ca. 850 °C aus dem Vergaser austretende Produktgas wird im anschließenden Produktgaskühler auf ca. 150 °C abgekühlt. Die dabei gewonnene Wärme wird als Fernwärme genutzt. Danach wird das Gas in einem Gewebefilter entstaubt. Der abgeschiedene Staub wird wegen seines Gehaltes an brennbaren Substanzen in die Brennkammer des Gaserzeugers rückgeführt (Flugkoksrückführung).

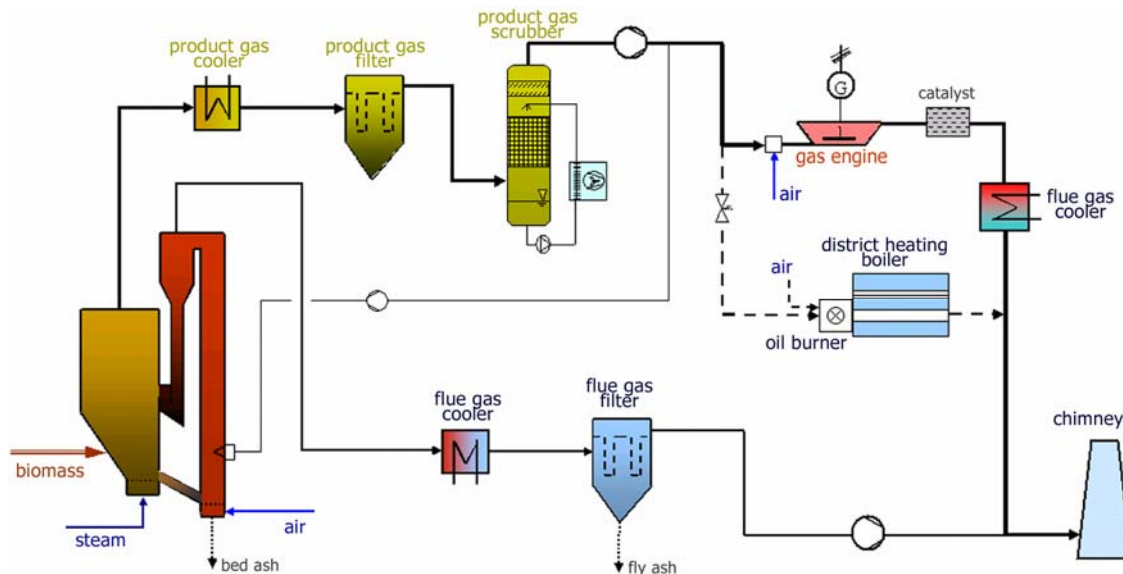


Abbildung 3-18: Wirbelschicht Dampf-Vergasung mit Trockenentstaubung und nasser Gaswäsche in Güssing

Der anschließend installierte Wäscher reduziert die Konzentrationen an Teer, Ammoniak und sauren Gasbestandteilen. Das Produktgas wird weiter auf die für den Gasmotor optimale Temperatur gekühlt, und gleichzeitig der dabei kondensierende Teer und anfallendes Kondenswasser abgeschieden. Als Waschmedium wird ein organisches Lösungsmittel eingesetzt. Ein Teil des mit Teer beladenen Waschmediums wird aus dem System ausgeschleust und durch frisches ersetzt. Das ausgeschleuste Waschmedium wird im Verbrennungsteil des Vergasers entsorgt. Das anfallende Kondensat wird zur Erzeugung des im Vergaser benötigten Dampfes genutzt.

Durch dieses spezielle Verfahren ist es möglich, alle Reststoffe in den Prozess zurückzuführen, wodurch bei der Gasreinigung weder Abfälle noch Abwässer anfallen.

3.4.4.4.2 Gasreinigungskonzept beim Schachtvergasersystem in Wiener Neustadt [122]

Bei dieser Anlage handelt es sich um einen Doppelfeuer-Festbettvergaser mit nasser Gasreinigung und anschließender motorischer Nutzung des gereinigten Produktgases - s. Abbildung 3-19.

Die Gaskühlung wird nach dem Vergaser mit einem Luftvorwärmer, wo die Vergasungsluft auf ca. 90°C vorgewärmt wird. Dabei kühlt sich das Produktgas um ca. 50°C ab. Die Gasreinigung erfolgt nach einer Quench, in der das Produktgas mit einem Quenchstrahl von ca. 400-600 °C auf ca. 50 °C gekühlt und vorgewaschen wird, in einem Nasselektrofilter. Das gereinigte Gas wird verdichtet und anschließend über eine Nacherwärmung getrocknet um Taupunktunterschreitung in den Transportleitungen zu vermeiden. Über Ventile kann das Gas jeweils zu einer Fackel bzw. zum Gasmotor geführt werden.

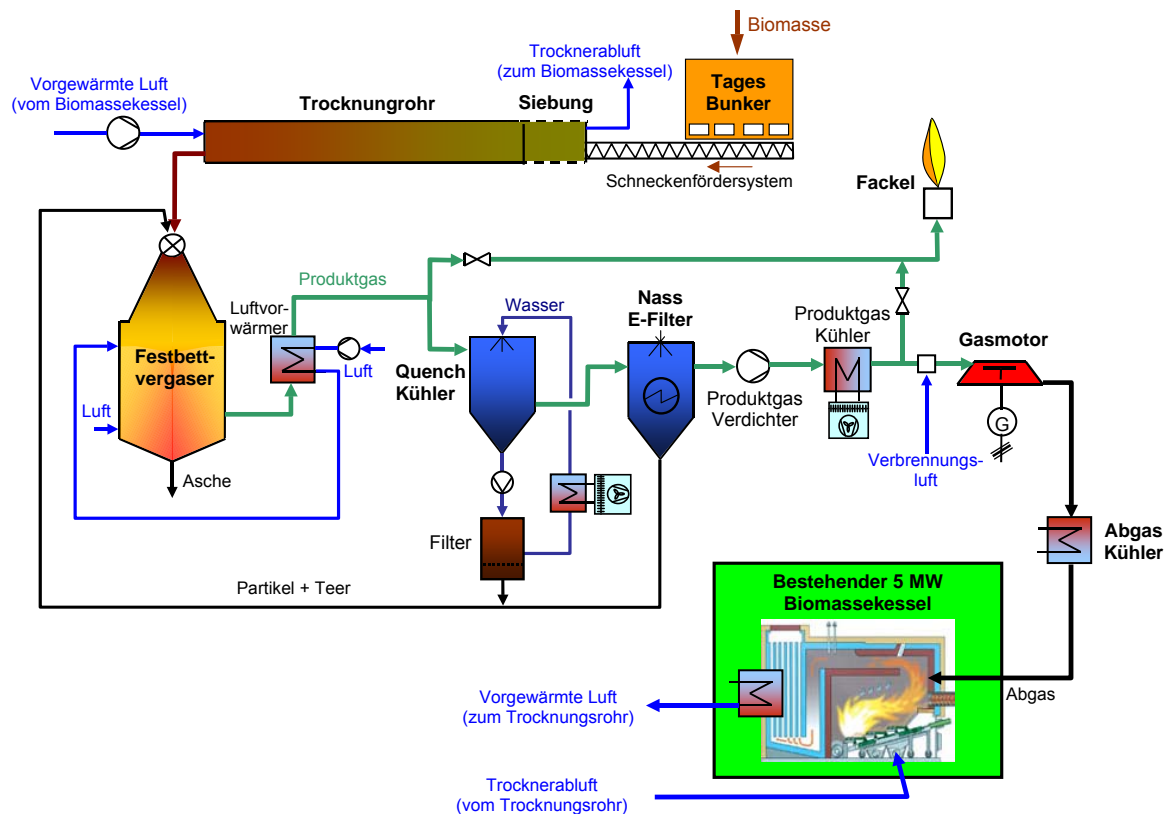


Abbildung 3-19: Schachtvergasanlage Wiener Neustadt mit Quench-Nasselektrofilter und Rückstandsverbrennung im angeschlossenen Biomassekessel bzw. Vergaser

Die Anlage wird mit einem Konzept betrieben, das eine Minimierung der anfallenden Gasreinigungsrückstände durch eine Rückführung der Rückstandsmengen (begrenzt – Problematik der Aufkonzentration der Schadstoffmengen im Prozess) in den Vergasungsprozess sowie durch die thermische Verwertung der Rückstände in der am Anlagenstandort installierte Biomassefeuerung vorsieht. Die Verwertung der anfallenden Anlagenemissionen (Rückstände aus der Produktgasreinigung der Anlage sowie das BHKW- Abgas) ist an den Betrieb der Biomassefeuerungsanlage gekoppelt.

In der Aufbereitung des Waschwassers wird eine Sedimentations- bzw. Filtrationsstufe betrieben um die Wäschermedien soweit zu reinigen, dass die Quench- und Nasselektrofiltereinheiten kontinuierlich betrieben werden können. Die Sedimentations- und Filtrationsrückstände stehen nach der entsprechenden Aufbereitung für die Rückführung in den Kessel bzw. Verwertung und Entsorgung zur Verfügung.

3.4.4.4.3 Gasreinigungsverfahren mit Rückstandsaufbereitung in der IWT-Schachtvergaser-Versuchsanlage, TU Graz

Das in der Versuchsanlage realisierte Verfahren zur Gasreinigung und Abwasser-/Rückstandsaufbereitung - wie in Abbildung 3-20 dargestellt - dient, mit verschiedenen Freiheitsgraden für Versuche, der Untersuchung unterschiedlicher Verfahrensmöglichkeiten und der Dauerbetriebsfähigkeit (unter Einschränkung des Laborbetriebs).

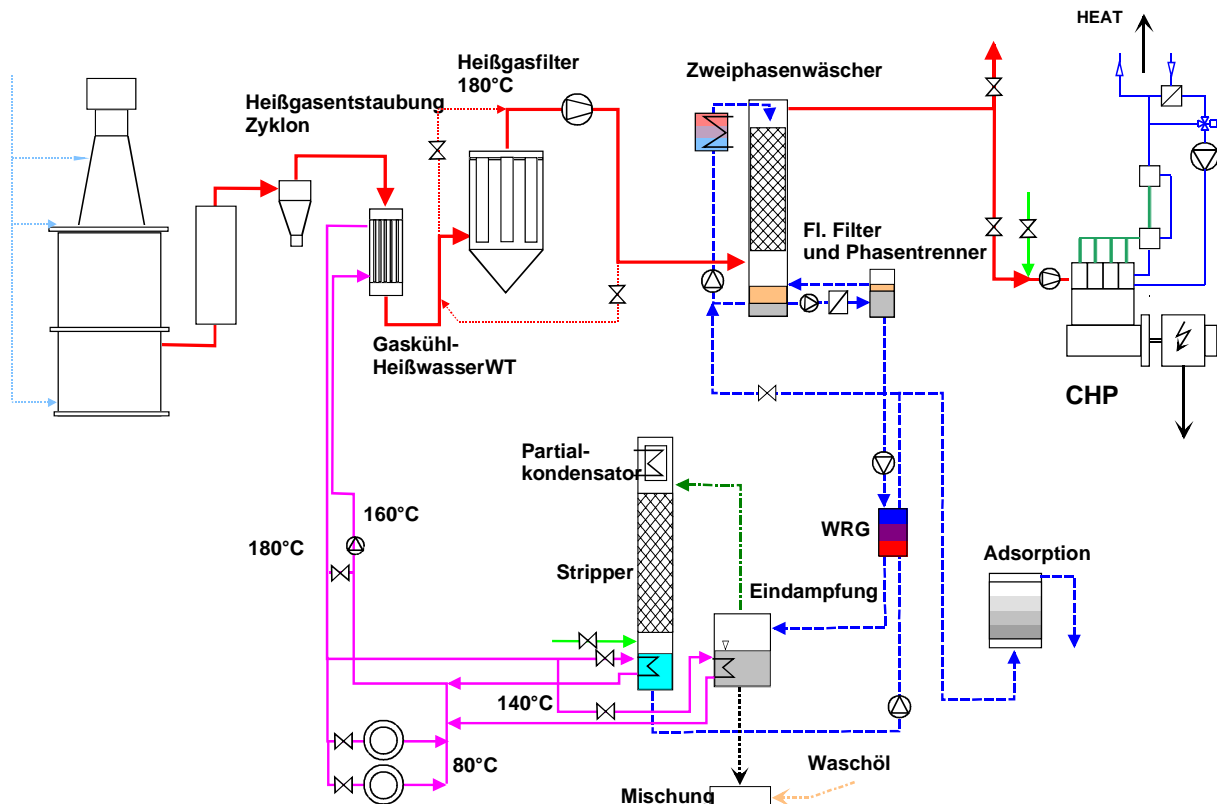


Abbildung 3-20: Produktgasreinigung und Abwasseraufbereitung der IWT-Versuchsanlage mit Schachtvergaser [7]

Das Produktgas verlässt den Vergasungsreaktor mit definierter Qualität, die durch die Gaszusammensetzung, Heizwert, sensiblen Wärmehalt und Schadstoffbelastung beschrieben wird. In den weiteren Anlagenteilen der Gasreinigung wird dieser Wärmehalt zur Bereitstellung interner Prozesswärme, aber auch zur Auskopplung von Wärme genutzt.

In verschiedenen Reinigungs- und Kühlkomponenten wird das Produktgas einer Entstaubung und Teerabscheidung unterzogen, um den entsprechenden Reinheitsanforderungen für den späteren Einsatz im Gasnutzungsaggregat zu entsprechen.

Für den Versuchsbetrieb konnten die kombinierte Aufbereitung des Produktgases mit einer gezielte Entstaubung mittels Schlauchfilter und Teerabscheidung durch Lösungsmittel/Wassergemisch betriebene Wäscher erfolgreich betrieben werden. Das im Rahmen der Gasreinigung anfallende Abwasser wird durch eine thermische Aufbereitungsanlage mit Desorption und Adsorption aufbereitet und kann anschließend in die Kanalisation eingeleitet werden.

3.4.4.4 Gasreinigungsverfahren der Schachtvergaseranlage Pyroforce

An der Versuchsanlage der Firma Pyroforce, Schweiz, wurden in letzter Zeit Versuche mit der Anlage, wie in dargestellt Abbildung 3-21, durchgeführt. Die Gasreinigung mit getrennter trockener Entstaubung (mit Precoating und teilweise Additivierung) und nasser Gaswäsche scheint hinsichtlich der vorliegenden Betriebsergebnisse Erfolg versprechend. Die abgeschiedenen Kondensate aus der Gasreinigung werden allerdings in einem Kondensattank zwischengespeichert und entsorgt.

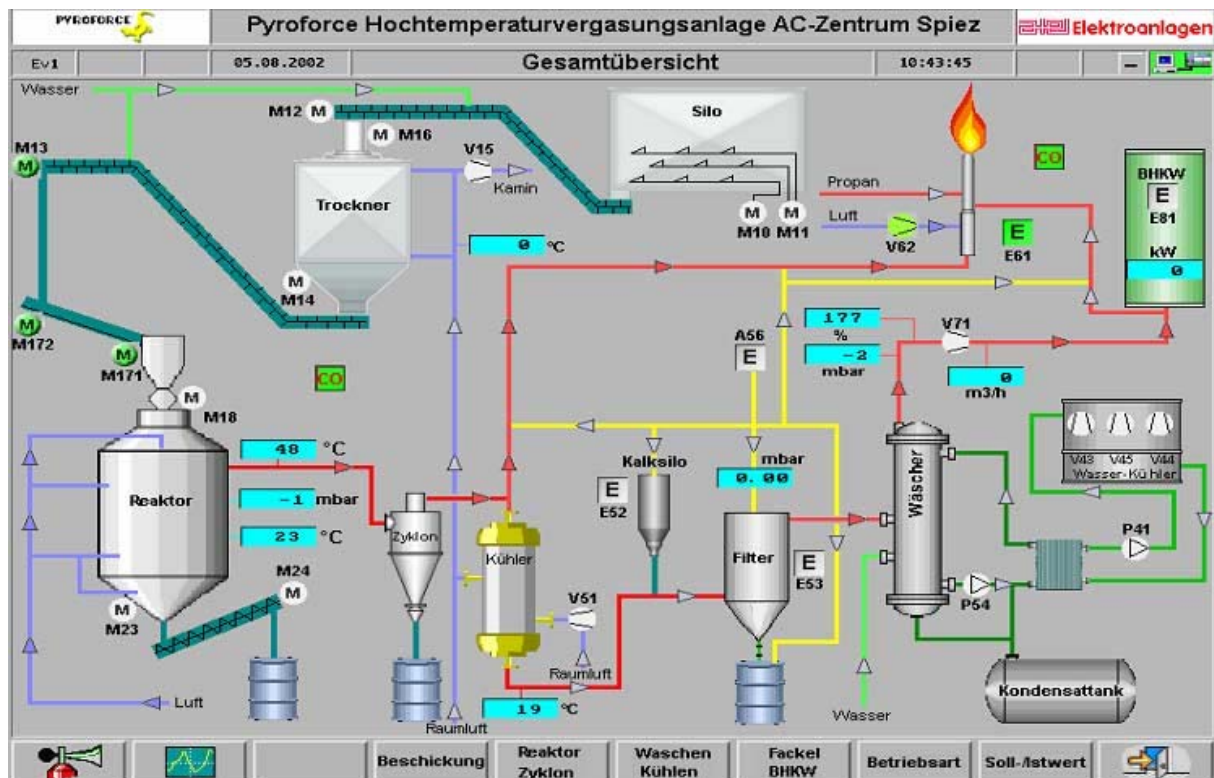
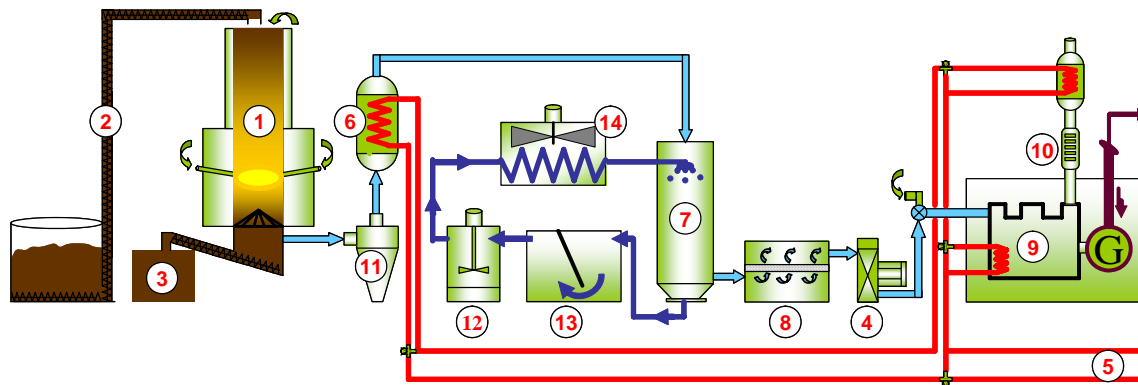


Abbildung 3-21: Verfahrensfließbild der Pyroforce-Versuchsanlage [142]

3.4.4.4.5 Gasreinigungsverfahren im Xylowatt Open Top Festbettvergasungssystem [124]

Der Xylowatt Open Top Vergaser ist ein Festbettgleichstromvergaser, in dem der Brennstoff gemeinsam mit der Luft oben am Reaktoreintritt aufgegeben wird. Zusätzliche Luft wird in der Mitte des Reaktors eingebracht, wodurch sich die Oxidationszone ausbildet. Das Produktgas wird im unteren Bereich des Reaktors entnommen, über einen Zyklon grob entstaubt und über einen Wärmetauscher abgekühlt. Die Reinigung des erzeugten Produktgases erfolgt mittels eines Wäschersystems mit anschließender Tropfenabscheidung um ein niederschlagen von wässrigen Aerosolen zu erreichen. Das Produktgas wird in einem Gasmotor zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt – die Anlage verfügt in der schematische Darstellung wie in Abbildung 3-22 über keine Notgasfackel, dass hinsichtlich der Einhaltung von geforderten Sicherheitsstandards kritisch zu beurteilen ist. Das Washwasser wird anlagenintern aufbereitet und steht zur Kühlung und Reinigung (!)

des Produktgases zur Verfügung. Das überschüssige Abwasser wird ohne entsprechende Aufbereitung in die öffentliche Kanalisation aufgrund abweichender Abwasseremissionsvorschriften (Indien bzw. Schweiz) geleitet.



- | | |
|------------------------|--------------------------|
| 1 Reaktor | 8 Filter |
| 2 Biomasseversorgung | 9 Gasmotor |
| 3 Aschebehälter | 10 Oxidationskatalysator |
| 4 Produktgasgebläse | 11 Zyklon |
| 5 Fernwärmeauskopplung | 12 Flockungsbehälter |
| 6 Wärmetauscher | 13 Absetzbehälter |
| 7 Wäscher | 14 Luftkühler |

Abbildung 3-22: Open Top Festbettvergasung

Eine derartige Abwasseraufbereitung (Rückstände aus der nassen Gaswäsche mit anschließender Tropfenabscheidung und Festkörper-Sedimentation) erfüllt in der Regel nicht die Anforderung an die Einleitung von wässrigen Gasreinigungsrückständen aus der Biomassevergasungsanlage.

3.4.4.4.6 Gasreinigungsverfahren in gestuften Vergasungsverfahren

Bei gestuften Vergasungssystemen wie dem der DTU [137] bzw. der TU Graz [7] werden die Teilprozesse der Vergasung in mehreren (kombinierten) Reaktoren durchlaufen. Die Biomasse wird in die Pyrolysezone aufgegeben und dort erhitzt. Dort zersetzt sich die Biomasse in Koks und flüchtige Bestandteile (Teere und Gaskomponenten). Die benötigte Wärme für die Pyrolyse kann extern, z.B. aus der Abwärme des Gasmotors, bereitgestellt werden. Dadurch erhöht sich der Wirkungsgrad um 10-20%. Die flüchtigen Bestandteile aus der Pyrolysezone werden mit Luft understöchiometrisch verbrannt, wodurch sich das Gas erhitzt und die Teere zum Großteil abgebaut werden. Die heißen Gase aus der partiellen Oxidation durchströmen dann die Koksschicht, wobei die Komponenten CO_2 und H_2O zu den gewünschten Komponenten CO und H_2 . Bei dieser Reduktion werden die verbleibenden, restlichen Teere zum Großteil abgebaut.

Das Produktgas wird anschließend gereinigt und abgekühlt, wobei das enthaltene Wasser auskondensiert. Bei einem Wassergehalt der Biomasse unter 20% kann das anfallende Kondensat in den Prozess rückgeführt werden und es wird kein Abwasser produziert. Falls der Wassergehalt der Biomasse über 25% liegt, muss das Abwasser aus dem Prozess ausgeschleust werden. Da bei gestuften Vergasungssystemen der Teergehalt extrem niedrig ist, ist auch das Abwasser kaum mit organischen Bestandteilen belastet. Dieses kann in eine öffentliche Kanalisation eingeleitet werden. Ein zweistufiges Konzept, wie in Abbildung 3-23 dargestellt, wird derzeit von DTU (Technische Universität Dänemark) demonstriert.

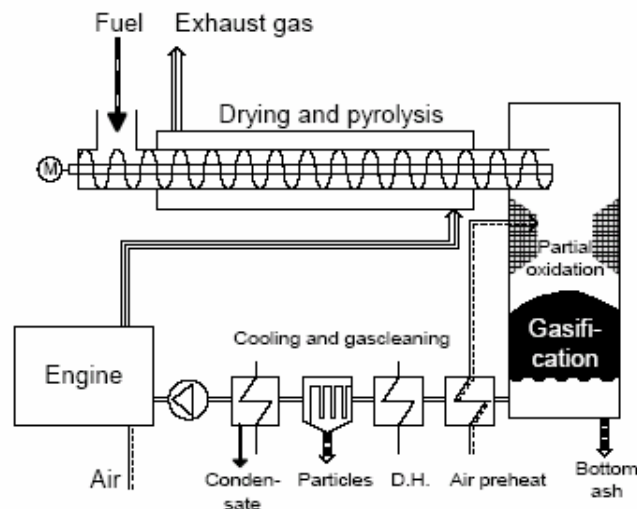


Abbildung 3-23: 2-stufige Vergasung der DTU [136]

Im mehrstufigen Vergasungskonzept der TU Graz werden Nieder- und Hochtemperaturpyrolyse sowie die Partialverbrennung in eigenen Reaktoren geführt. Durch die Prozessstufung werden hohe Gasreinheiten hinsichtlich der kondensierbaren organischen Fracht erreicht. Der Partialdruck des Wasserdampfes im Produktgas liegt bei Holzfeuchten bis ca. 20%_{atmo} im Bereich bis 55 mbar sodass die in der Gaskonditionierung für den Motorbetrieb kein bis sehr geringe Kondensatvolumina anfallen, die in der Brennkammer des Vergasers verwertet werden.

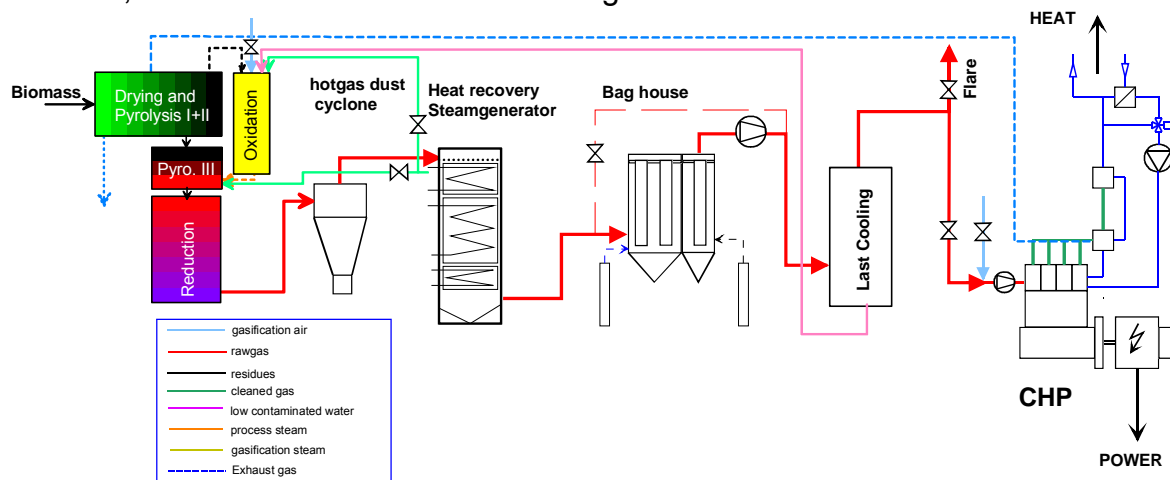


Abbildung 3-24: Gestuftes Vergasungskonzept mit Abhitzekeessel, Entstaubung und Produktgaskühlung der TU Graz [143]

3.5 Gasnutzung – ein Überblick

3.5.1 Technik von Blockheizkraftwerken

Die Verwendung von Holzgas stellt generell sehr hohe Anforderungen an die Gasnutzungsaggregate. Die Blockheizkraftwerke zur Sondergasnutzung müssen dabei an folgende Eigenschaften des Produktgases angepasst werden:

- Schwankungen der Gaszusammensetzung und damit des Heizwertes
- Schwankungen des Produktgasmassenstroms
- Produktgasbegleitstoffe (teerartige Verbindungen, Partikel, Ammoniak, Phenol, Schwermetalle, Alkali- und Erdalkaliverbindungen, ...)
- Brenngaskomponenten mit unterschiedlichsten Verbrennungseigenschaften (Zündzeitpunkt, Flammgeschwindigkeiten, Heizwert etc.)

Wie schon ausgeführt, ist das aus dem Vergasungsreaktor austretende Gas mit Staub und verschiedenen organischen und anorganischen Verbindungen verunreinigt. Staub stellt neben der Verblockungsgefahr eine Gefahr für den Motor im Hinblick auf erosiven Materialabtrag bzw. der Materialanlagerung im Bereich der Ansaugleitungen und der Ventile dar. Mit Erosionsproblemen durch die im Brenngas enthaltenen Partikel ist jedoch erst ab einer Partikelgröße von $\geq 2 \mu\text{m}$, die in etwa der minimal in Verbrennungskraftmaschinen auftretenden Spaltgröße entspricht, zu rechnen. Weiters ist die Verschmutzung des Motoröls mit Stäuben mit deren Anhaftungen an organischen und anorganischen Stoffen (Verblockung!) zu berücksichtigen.

Organische Verbindungen (Teerverbindungen) können weiters während der Gemischbildung und -aufbereitung auf Grund von Temperatur- und Druckänderungen auskondensieren. Dies kann zu Beeinträchtigungen und vollständigem Ausfall unterschiedlichster Anlagenteile (Ventile, Abgasturbolader, Gemischkühler...) durch Verlegen und Blockieren führen. Ein weiteres Problem stellen stark polare organische Verbindungen dar, die auf metallischen Oberflächen stark korrosiv wirken können.

Als Richtwerte für die zulässigen Obergrenzen dieser Verunreinigungen bei unterschiedlichen Methoden der energetischen Verwertung von Holzgas werden seitens der Hersteller von Gasnutzungsanlagen die in Tabelle 3-10 dargestellten Werte angegeben.

Tabelle 3-10: Verwendungsspezifische Minimalanforderungen an Produktgase, [10], [127], [130]

	Partikelgehalt [mg/m ³]	Teergehalt [mg/m ³]	Alkaligehalt [mg/m ³]
Verbrennungsmotor	< 50 / 25	< 50 / 25	
Gasturbine	< 30	?	< 0,24

Die in Tabelle 3-10 dargestellten Werte definieren den derzeitigen Stand der Technik. Motorenhersteller werden in Zukunft die Anforderungen an die Produktgasqualität weiter anheben, in Bezug auf die Staubgehalte restriktivere Grenzwerte einfordern und bezüglich teerartiger Verbindungen eine maximale Teerfracht von möglicherweise nur mehr einem Zehntel der heute zulässigen Teerkonzentration im Produktgas zulassen.

3.5.2 Blockheizkraftwerk mit Verbrennungskraftmaschine

3.5.2.1 Einleitung

Produktgase aus Biomassevergasern werden im überwiegenden Maße in Verbrennungskraftmaschinen umgesetzt. Die Gründe für die Anwendung liegen vor allem in der hohen Leistungsdichte des Motor-Generator-Wärmeauskopplungssystems bei entsprechend hohen elektrischen wie auch Gesamtleistungswirkungsgraden. Die Nutzung des Holzgases in Verbrennungskraftmaschinen stößt jedoch an gewisse verfahrenstechnische Grenzen auf die in weiterer Folge eingegangen wird. Prinzipiell kann bei der Nutzung von Holzgas auf die Motorkonzepte, die in Abbildung 3-25 abgebildet sind, zurückgegriffen werden.

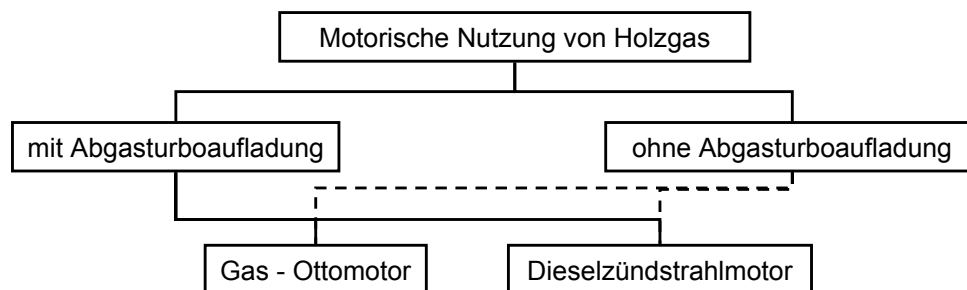


Abbildung 3-25: Motorkonzepte zur Nutzung von Holzgas, [59], [60], [61]

Die Anwendung des gewählten Motorkonzeptes bedingt die anlagentechnische Anpassung an die Anforderung für den störungsfreien Betrieb der BHKW-Anlagen. Für die Anwendung des Gas – Ottomotors wird ein entsprechender Aufwand für die Gewährleistung gleich bleibender Gasqualitäten und Reinheiten im Bereich der Gaskonditionierung und Gaswäsche erforderlich sein. Die Verfügbarkeit der Anlage hängt maßgeblich von der Konstanz der aufbereiteten und zur Verfügung gestellten Gasqualität sowie durch die Gasregel- bzw. -aufbereitungsstrecke ab. Die Gemischqualität bestimmt neben der Leistungsentfaltung des Gas–Ottomotors, je nach gewähltem Motormanagementprinzip (Magerkonzept, Lambda-1 Konzept) maßgeblich die Emissionsentstehung der innermotorischen Verbrennung.

Der Dieselzündstrahlmotor verfügt über die Injektion eines Dieselzündstrahles der für die innermotorische Zündung und Umsetzung des Holzgas-Luftgemisches sorgt. Dieser Dieselzündstrahl wird in Abhängigkeit der Leistungsanforderung des Motormanagements und der verarbeiteten Holzgasqualität in gewissen Grenzen variiert und dient somit zum Teil als Ausfallstütze bei Gasqualitätsschwankungen – es wird die Verwertung eines qualitativ niederwertigeren Holzproduktgases ermöglicht (schwankende Produktgaszusammensetzung). Die Gemischaufbereitung von Brenngas-Luftgemisch sowie die Dieselzündstrahlinjektion folgen den gleichen physikalischen Vorgaben geringstmöglicher Schwankungen, geringer Verschmutzungen und geeigneter mess- und regeltechnischer Konfiguration wie beim Gas-Ottomotor um den entsprechenden Beitrag zur primären Schadstoffvermeidung des motorinternen Verbrennungsprozesses leisten zu können.

Der Einsatz der Dieselizeündstrahltechnologie im kleinen Leistungsbereich ist mit gewissen Schwierigkeiten bezüglich eines begrenzten Schadstoffausstoßes zu sehen. Die grundsätzliche Problematik der Emissionsfreisetzung bei der Sondergasnutzung wird bei der Anwendung des Dieselizeündstrahlkonzeptes von der Emissionsentstehung durch das Mitverbrennen des Dieselizeündöl überlagert, wodurch einerseits erhöhte Emissionswerte (im Vergleich zu Gas-Ottomotoren) zu erwarten sind, und andererseits z.B. in Deutschland dieser Problematik des erhöhten Emissionsniveaus durch höhere Emissionsgrenzwerte begegnet wird. Zur Erreichung dieser Grenzwerte sind eine Reihe von Abgasnachbehandlungssystemen notwendig, die einen Betrieb derartiger Anlagen im großen Leistungsbereich sinnvoll erscheinen lassen. Die Dieselizeündstrahltechnologie bedingt die Verwendung eines Zündöls – in der Regel auf Basis eines nicht erneuerbaren Energieträgers. Für die Betriebsvorschriften von Ökostromanlagen existieren derzeit Regelungen im Umgang mit diesen verwendeten Energieträgern, die eine Verminderung der abgegoltenen Ökoenergiemengen zur Folge hat. Für die Zukunft zeichnet sich die Verpflichtung zum völligen Verzicht auf fossile Energieträger in den Ökostromanlagen ab – Die Verwendung von Zündölen aus erneuerbaren Energiequellen (RME, Pflanzenöle) wird erwogen, stellt jedoch hinsichtlich der Betriebseigenschaften, Emissionen etc. ähnliche bzw. schwierigere Rahmenbedingungen an die Gasnutzungsaggregate in Biomassevergasungsanlagen.

Beide Systeme können über die Möglichkeit der Abgasturboaufladung verfügen, die zur Steigerung des Wirkungsgrades auf Grund des gesteigerten Mitteldruckes, verbunden mit der höheren Energieumsetzungsdichte des Zylinderraumes, erreicht werden.

Bedingt durch die übervollständige Umsetzung bzw. unvollständige Umsetzung des eingebrachten Brennstoff-Luftgemisches bedingen diese Energieumwandlungssysteme eine Abgasnachbehandlung um die gesteckten Emissionswerte einhalten zu können.

3.5.2.2 Aufbau des Blockheizkraftwerkes

Zur Gasnutzung in Blockheizkraftwerken von Sondergasen ist eine Reihe von Aggregaten um den eigentlichen Energieerzeuger, den Gas- Ottomotor bzw. Gas-Zündstrahlmotor, notwendig. Abbildung 3-26 stellt schematisch den Aufbau eines derartigen Blockheizkraftwerkes dar. Es beinhaltet die Massen- bzw. Energieeintragsströme von Brennstoff (Holzgas, Zündöl, div. Hilfsenergie) und konditionierter Luft (staubfrei, ggf. temperiert - siehe Kapitel 3.5.2.4) – entsprechender Bedarf an konditionierter Frischluft besteht neben der Versorgung des Verbrennungsmotors auch für die Belüftung des BHKW-Raumes. Austretende Massen- bzw. Energieströme sind die Nutzwärme, die Elektroenergie, das Motorabgas und ggf. nicht nutzbare Abwärmen aus der Hilfskühlung. Der Aufbau eines BHKW ist schematisch in Abbildung 3-26 dargestellt.

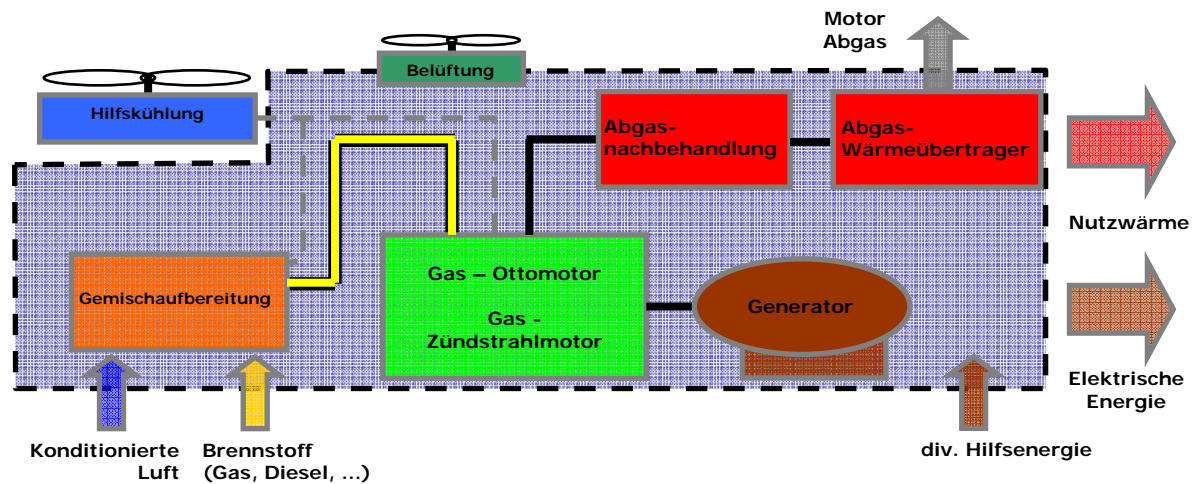


Abbildung 3-26: Aufbau von Blockheizkraftwerken

Die interne Energieumwandlung und Weiterleitung erfolgt durch die Verbrennungskraftmaschine, den Generator und den Abgaswärmetauscher. Für den Betrieb des BHKW stellen die Gemischaufbereitung und die Abgasnachbehandlung den emissionsrelevanten Anlagenteil dar.

3.5.2.3 Brennstoff Holzgas – Sondergasanwendung

Bei der thermochemischen Umwandlung von fester Biomasse entsteht ein gasförmiger Sekundärbrennstoff, der auf Grund seiner heterogenen Brennstoffzusammensetzung besondere Anforderungen an die Umwandlung in Verbrennungsprozessen, wie z.B. die innermotorische Verbrennung, stellt. Grund für diese Eigenschaften ist die Zusammensetzung des Gases, das aus kondensierbaren und nichtkondensierbaren Komponenten besteht. Nicht kondensierbare brennbare Komponenten sind Permanentgase wie Kohlenmonoxid (CO), Wasserstoff (H₂), Methan (CH₄), sowie nichtkondensierbare Kohlenwasserstoffe. Die kondensierbare Fracht sind sowohl teerartige Produktgaskomponenten als auch Wasserdampf. Jede dieser Komponenten weist unterschiedliche Verbrennungseigenschaften auf, die in Summe die besondere Rücksichtnahme im Bereich der Gemischaufbereitung, der innermotorischen Verbrennung sowie der Abgasnachbehandlung nach sich ziehen. Der Bereich der innermotorischen Verbrennung ist schwierig beeinflussbar und wird im Wesentlichen durch äußere Einflussnahme wie Zündenergie, Gemischaufbereitung etc. beeinflusst.

Für die Bewertung der Eignung des produzierten Holzgases lassen sich Kennwerte, die direkt aus der quantitativen Zusammensetzung des Produktgases bestimmt werden können, heranziehen. Im Wesentlichen sind es folgende Kennzahlen:

- Heizwert bzw. Gemischheizwert,
- Methanzahl,
- Laminare Flammgeschwindigkeit,
- Teergehalt,
- Partikelgehalt,
- Aerosolgehalt

3.5.2.3.1 Heizwert

Der Heizwert von Holzgas mit einer Zusammensetzung, wie er beispielsweise im Betrieb von Gleichstromvergasungsverfahren gemessen wird, liegt bei ca. 4 – 5 MJ/m³. Das entspricht in etwa 13% des Heizwertes von Erdgas, wobei für den Gasmotor prinzipiell die Größenordnung des Gemischheizwertes von Relevanz ist (s. Tabelle 3-12). Aus Tabelle 3-11 ist eine Gegenüberstellung der unterschiedlichen Zusammensetzungen von Holzgas im Vergleich mit Biogas bzw. Erdgas zu sehen.

Tabelle 3-11: Volumetrische Zusammensetzung von Holzgas, Biogas und Erdgas

		Holzgas (Luft-V.)	Holzgas (H ₂ O-V.)	Biogas	Klärgas	Deponie gas	Erdgas
Kohlenmonoxid	v _{CO}	15-25%	20-30%	-	30-40%	25-35%	-
Kohlendioxid	v _{CO2}	12-25%	12-25%	15-25%	-	-	~1,4%
Wasserstoff	v _{H2}	6-20%	30-45%	-	-	-	-
Wasserdampf	v _{H2O}	2-6%	2-6%	2-6%	-	-	~ 0
Stickstoff	v _{N2}	Rest	3-5%	Rest	Rest	Rest	Rest
Methan	v _{CH4}	1-5%	8-12%	40-75%	50-60%	45-65%	96,06%
Ethan	v _{C2H6}	<< - <	-	-	-	-	0,94%
Propan	v _{C3H8}	<< - <	-	-	-	-	0,23%
Butan	v _{C4H10}	<< - <	-	-	-	-	-

Für die erreichbaren Modulleistungen ist der Gemischheizwert maßgeblich, welcher in keiner so kritischen Relation steht (siehe Tabelle 3-12). Der bedeutend höhere Luftbedarf von Erdgas führt zu einer verstärkten Verdünnung des Erdgas-Luft-Gemischs mit Luftstickstoff. Durch diesen Effekt liegt der Gemischheizwert der Holzgas-Luft-Mischung nur ca. 33% unter dem einer stöchiometrischen Erdgas-Luft Mischung. Dieser Wert kann in erster Näherung als Maß für die zu erwartende Minderleistung eines Erdgasmotors mit entsprechenden Adaptionen für den Betrieb mit Holzgas herangezogen werden. Aus Tabelle 3-12 ist die Zusammensetzung der Gemischheizwerte der einzelnen Brenngemische in Gegenüberstellung ersichtlich.

Tabelle 3-12: Gemischheizwert und unterer Heizwert von Holzgas (Luft- und Wasserdampfvergasung), Biogas, und Erdgas berechnet unter Annahme stöchiometrischer Gemischbildung (Lambda = 1)

	unterer Heizwert [MJ/m ³]	Gemischheizwert [MJ/m ³]	Stöch. Luftbedarf [m _n -Luft ³ /m _n -Gas ³]
Erdgas	~ 36	3,32	9,96
Biogas	~23,3	3,23	6,19
Holzgas Luftvergasung	~ 4,4	2,22	0,9
Holzgas Wasserdampfvergasung	~ 10,9	3,10	2,5
Biogas/Erdgas	64,7%	97%	62,1%
Holzgas Luftvergasung/Erdgas	12,4%	66,9%	90,4%
Holzgas Wasserdampfvergasung/Erdgas	30,3%	93,4%	25,1%

3.5.2.3.2 Laminare Flammgeschwindigkeit / Methanzahl

Die laminare Flammgeschwindigkeit definiert bei heizwertschwachen Gasen die Untergrenze der Verwendbarkeit des Gasgemisches in Kolbenmaschinen. Sie stellt das entscheidende Kriterium für ein ordnungsgemäßes Ausbrennen des Brenngemisches im Zylinder dar. Ab einer laminaren Flammgeschwindigkeit von ca. > 8 cm/sec bei einer Luftzahl von $\lambda = 1$ ist die Nutzung eines Brennstoffes in Verbrennungskraftmaschinen möglich. Zur Bestimmung der laminaren Flammgeschwindigkeit u_0 als Funktion der Gaszusammensetzung und der adiabaten Flammentemperatur eines Gasgemisches kann die angegebene Beziehung (Glg. 3-3, [63]) herangezogen werden.

$$u_0 = \frac{(0,13 * t_a - 108) * v_{H_2} + (0,016 * t_a + 18) * v_{CO} + (0,043 * t_a - 44) * v_{CH_4}}{v_{H_2} + v_{CO} + v_{CH_4}} \quad \text{Glg. 3-3}$$

t_a ... adiabate Flammentemperaturen im Gleichgewichtszustand [°C]

u_0 ... laminare Flammgeschwindigkeit [cm/s]

v_i ... Volumenanteile brennbarer Komponenten CH_4 , H_2 und CO

Mit Glg. 3-3 errechnet sich die laminare Flammgeschwindigkeit von Holzgas für stöchiometrische Verbrennung ($\lambda = 1$) und einer adiabaten Flammentemperatur von $t_a = 1500^\circ\text{C}$ zu $u_0 = 39$ cm/s. Die Geschwindigkeit einer Methanflamme bei stöchiometrischen Bedingungen liegt bei 36 cm/s. Der Vergleich dieser beiden Werte zeigt, dass die Nutzung des Produktgases in einem Gasmotor bezüglich des Brennverhaltens des Gemisches kein Problem darstellen sollte. Der Einfluss der hohen Flammgeschwindigkeit von Wasserstoff auf die Verbrennung von Holzgas wird durch den hohen Anteil an Inertgasen wie Stickstoff N_2 , und Wasserdampf H_2O etc. gedämpft. Bei der Umsetzung des Brennstoffes in Verbrennungskraftmaschinen ist das Brenngemisch dem Drucksteigerungseinfluss durch die Kompression im Zylinder ausgesetzt. Die Drucksteigerung führt zu einer Herabsenkung der laminaren Flammgeschwindigkeit, die von Art des Brennstoffes, Luftüberschusszahl, aufgewendeter Zündenergie etc. abhängig ist [126].

Die Obergrenze der Verwendbarkeit von Gasgemischen wird durch deren Neigung zur Selbstzündung, d.h. die Klopfneigung, bestimmt. Durch den Anteil an Kohlendioxid wird die Klopfneigung des Brenngemisches gehemmt. Als Kenngröße wird bezüglich der Klopfgrenze die Methanzahl für Permanentgasbrenngemische angegeben. Sie gibt die Klopfbarkeit eines Brenngases im Vergleich mit einer Wasserstoff/Methanmischung an. Wasserstoff hat eine Methanzahl von 0. Reines Methan hat eine Methanzahl von 100. Als Untergrenze für die Verwendung eines Gasgemisches in einem Gasmotor wird eine Methanzahl von 70 angegeben. Die Klopfneigung wird vor allem durch den Gehalt an schnell brennenden Komponenten wie Wasserstoff – die laminare Flammgeschwindigkeit von Wasserstoff liegt bei $u_0 = 190$ cm/s bei einer adiabaten Flammentemperatur von $t_a = 2300^\circ\text{C}$ - bestimmt. Durch die spezifische Zusammensetzung von Holzgas (relativ hoher Wasserdampfanteil, hoher Anteil an langsam abbrennendem CO) stellt Klopfen kein schwerwiegendes Problem bei der motorischen Nutzung dieses Brennstoffes dar. Die Methanzahlen von Holzgasen liegen im Bereich von etwa 87 – 92. Sollte dennoch die Klopfgrenze überschritten werden, kann mit unterschiedlichen Maßnahmen wie

- Verstellung des Zündzeitpunktes nach hinten,
- Verringerung der Motorlast und/oder des Verdichtungsverhältnisses,

- Erhöhung der Luftzahl,
- Verringerung der Aufladung und der Gemischttemperatur,

der Klopfproblematik begegnet werden.

3.5.2.3.3 Produktgasbegleitstoffe

Ein maßgeblicher Faktor für die Verfügbarkeit, den Betrieb und die Lebensdauer von motorbetriebenen Blockheizkraftwerken stellen die Produktgasbegleitstoffe dar. Neben den gasförmigen Bestandteilen, die je nach Vergasungsverfahren unterschiedlich hoch in der Konzentration ausfallen können, sind ebenfalls unerwünschte Produktgasbestandteile enthalten. Diese Begleitstoffe haben organischen bzw. anorganischen Ursprung und sind im Konzentrationsanfall abhängig vom Vergasungsverfahren und der Wahl des Gasreinigungsverfahrens. In Tabelle 3-13 ist exemplarisch der Gehalt an organischen Teerverbindungen in einem Produktgas eines Gleichstromvergasers zusammengestellt.

Tabelle 3-13: Exemplarische teerartige Produktgasbegleitstoffe in Holzgas für einen Gleichstromvergaser, [58]

Substanz	Summenformel	Rohgas [mg/m ³ _N]	Reingas [mg/m ³ _N]
Benzol	C ₆ H ₆	800	510
Toluol	C ₈ H ₉	189	132
m-Xylol	C ₈ H ₁₀	22	18
Phenylacetylen	C ₈ H ₆	5	-
Styrol	C ₈ H ₈	19	18
Phenol	C ₅ H ₆ O	110	68
Inden	C ₉ H ₈	33	24
Naphthalin	C ₁₀ H ₈	158	109
2- Methylnaphthlin	C ₁₁ H ₁₀	31	26
1- Methylnaphthlin	C ₁₁ H ₁₀	26	15
Biphenyl	C ₁₂ H ₁₀	12	8
Acenaphthalin	C ₁₂ H ₈	18	13
Phenanthren	C ₁₄ H ₁₀	27	7
Anthracen	C ₁₄ H ₁₀	9	-

Derartige Bestandteile zeichnen in Verbindung mit anderen Produktgasinhaltsstoffen wie Alkali- und Erdalkaliverbindungen verantwortlich für die Beeinträchtigung eines störungsfreien Betriebes. In der Regel handelt es sich bei der Beeinträchtigung des Betriebs um Korrosions- und Nichtbeständigkeitseffekte der gewählten Werkstoffe sowie um erhöhten Verschleiß und in Folge dessen erhöhten Wartungsaufwand. Aus obiger Tabelle ist die Konzentrationsabnahme durch die Gasreinigung ersichtlich die in entscheidendem Maße auf die angeführten Effekte Einfluss nehmen kann. Neben den organischen Verbindungen, die seitens der Gemischaufbereitung und Konditionierung Probleme verursachen und in der innermotorischen Verbrennung einer Umsetzung zugeführt werden, stellen die Alkali- und Erdalkaliverbindungen einen

nicht umsetzbaren Inhaltsstoff dar, der zu entsprechenden Problemen bei der Abgasnachbehandlung und der Kontamination des Motoröles führen kann (siehe Kapitel 3.5.2.4).

3.5.2.4 Sondergasanwendung Holzgas – Kritische Anlagenkomponenten im Bereich der gasmotorischen Nutzung, [56]

Aus der bisherigen Betriebserfahrung von BHKW mit Holzgas lassen sich durchaus kritische Anlagenteile im Bereich der Gasnutzung ableiten. Aus Sicht der Motorenhersteller lassen sich die Problemfelder, wie in Abbildung 3-27 dargestellt, eingrenzen, die durch erhöhte Vorsichts- und Wartungsmaßnahmen beherrscht werden sollen.

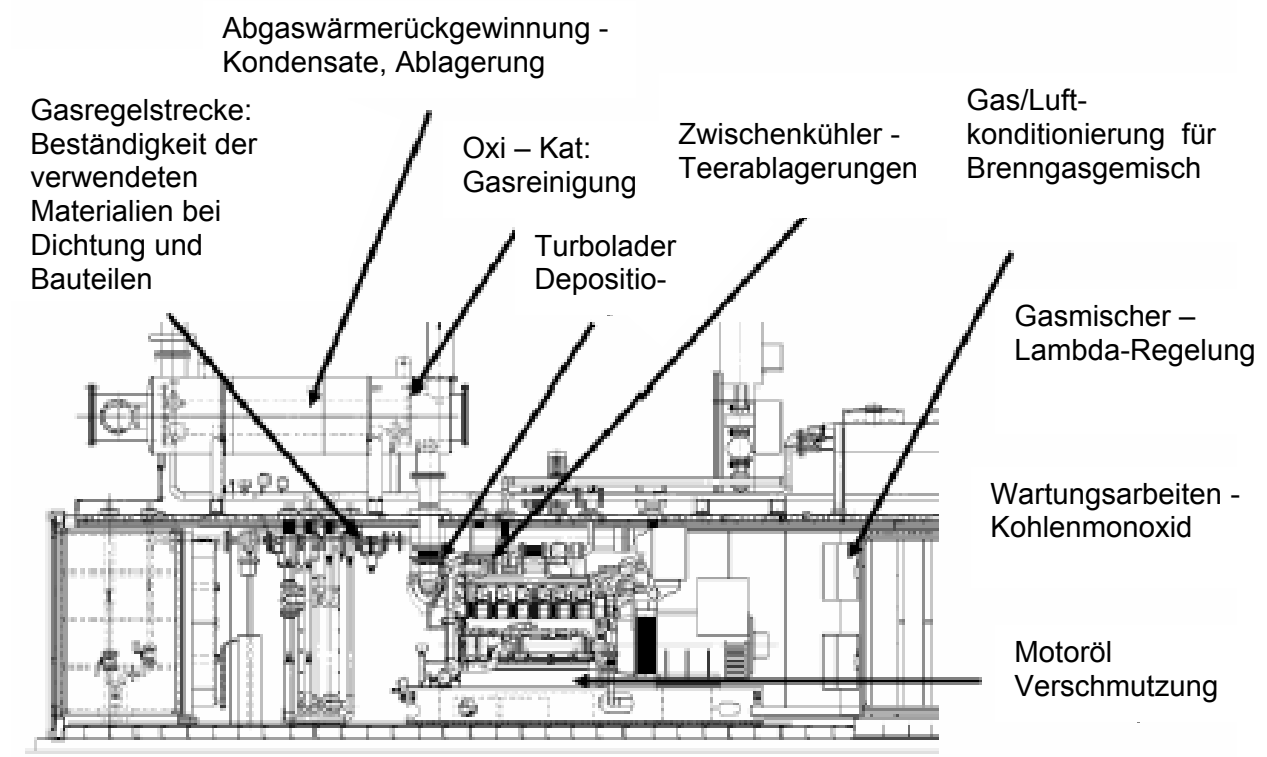


Abbildung 3-27: Kritische Anlagenteile bei Nutzung von Holzgas in Blockheizkraftwerken mit Verbrennungskraftmaschinen

- **Durchführung der Wartungsmaßnahmen**

Die Durchführung von Wartungsarbeiten ist nach Maßgabe des jeweiligen BHKW-Herstellers und unter dessen Anleitung durchzuführen. Bedingt durch die Inhaltsstoffe von Holzgas (Kohlenmonoxid, Kohlenwasserstoffverbindungen etc.) sind strikt die Wartungsvorschriften der BHKW Hersteller einzuhalten.

Darüber hinaus wird eindringlich auf die Einhaltung folgender Punkte verwiesen:

- Eindeutige Arbeitsunterweisung der mit der Aufgabe betreuten Personen

- Erstickungs- und Vergiftungsgefahr – Inertisierung (Spülung) der Anlage, zuverlässige Verbrennung und Entsorgung der Spülgase
- Brand- und Explosionsgefahr – Konzentrationsüberwachung (Handwarngeräte, ortsfeste Gaswarnanlage)
- Kontamination mit Kondensaten aus der Anlage – Tragen entsprechender Schutzkleidung (Handschuhe, Schutzbrillen, Schutzbekleidung, ...)
- Schutz vor unbeabsichtigter Inbetriebnahme
- Elektrische Schutzmaßnahmen

- **Technische Ausführung der Gasregelstrecke**
 - **Chemische Beständigkeit der verwendeten Materialien**

Die verschiedenen Hersteller haben die Materialqualitäten der Membranen in den Gasventilen auf Erdgas optimiert. Beim Einsatz von Holzgas gibt es mitunter den Anfall von kleinen Mengen an Aerosolen oder von aus dem Gas kondensierenden Komponenten, die den Membranwerkstoff quellen lassen. Abbildung 3-28 zeigt eine Membrane der Anlage Spiez, die bereits nach kurzer Betriebsdauer Anzeichen chemischer Unbeständigkeit gegen Produktgasbegleitstoffe aufwies.



Abbildung 3-28: Gequollene Kunststoffmembran in der Gasregelstrecke der Anlage Spiez, [56]

Dieses Problem kann durch geeignete Wahl des Werkstoffes relativ leicht beseitigt werden – seitens der Motorenhersteller gilt dieses Problem als unproblematisch.

- **Kondensieren von organischen Produktgasbestandteilen**

Im Fall von sehr großen Mengen unabgeschiedener Naphthene und von zu „kalten“ Bauteilen der Gasregelstrecke kommt es zu einem Unterschreiten des Kristallisationspunktes. In der Folge wachsen die Naphthakristalle wie Dendriten in den Gasstrom. Hier wird zuerst der Gasfilter durch die Kristalle blockiert und der Motor stellt wegen „Gasregelstrecke gestört“ ab – siehe Abbildung 3-29.

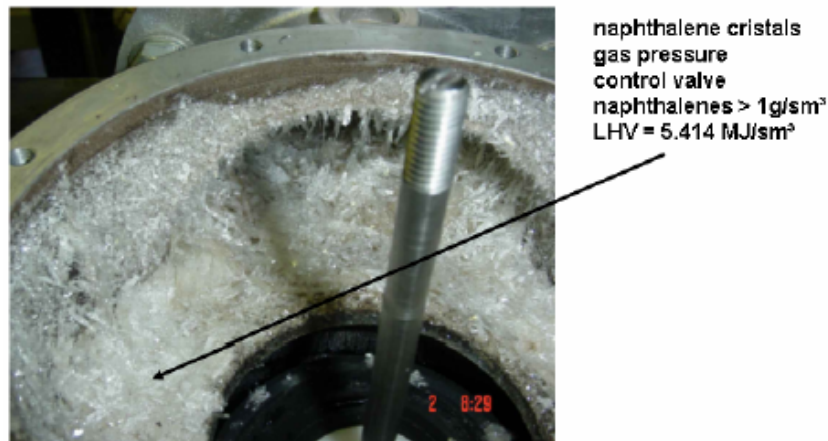


Abbildung 3-29: Ablagerung von Naphthalinkristallen in der Gasregelstrecke, [56]

Im Fall der Anlage Boizenburg ($> 1\text{ g Naphthene/Nm}^3$) wurde als erste Maßnahme seitens des Kunden der Filter ausgebaut und in der Folge kam es durch den hohen Anteil zu einem Blockieren des Nulldruckreglers. Im gegenständlichen Fall wird auf die Wichtigkeit der Wahl der geeigneten Primärmaßnahmen zur Schadstoffminderung im Produktgas bzw. der Kontrolle der Funktion der Gasreinigung verwiesen (auch gegeben bei den analysierten Anlagen).

- **Beeinträchtigung der Funktion des Abgasturboladers**

Mit Hilfe des Turboladers kann die Leistungsdichte (spezifische Kosten des Motors) bzw. der Wirkungsgrad nachhaltig verbessert werden. Bei hohen Ladedrücken steigt die Temperatur nach dem Verdichter auf Werte um 200°C . Aufgrund der lokalen hohen Gasgeschwindigkeitsverhältnisse sowie der Drucksteigerung kann es zum Ausscheiden von in der Gasphase schwebenden Fest/Flüssigkeitsteilchen sowie zum Kondensieren von gasförmigen Gemischbestandteilen kommen. Abbildung 3-30 zeigt dazu einen „Einblick“ in das Diffusorgehäuse des Turboladers nach 9000 Bh, bzw. ca. 1000 Bh nach der Leistungssteigerung in Güssing von 1750 kW auf 1950 kW.



Abbildung 3-30: Ablagerungen von Koks- und Teerbestandteilen im Diffusorgehäuse, [56]

Die Abhilfe ist eine moderate Leistungseinstellung des Motors bzw. eine verbesserte Gas- und Luftfilterung. Ablagerungen dieser Art sind auch von Erdgasmotoren bekannt und eine Reinigung ist unproblematisch (Einbeziehung in das Serviceintervall).

- **Beeinträchtigung der Funktion am Gemischkühler**

An sich besteht der gleiche Effekt für den Gemischkühler. Leichte Teerbestandteile, die im Gas auf Grund des Partialdruckes gasförmig sind, können bei hohen Ladedrücken und entsprechender Einstellung des Temperaturniveaus den Taupunkt an der „kalten“ Seite des Gemischkühlers erreichen. In der Folge lagern sich an den Kondensattröpfchen auch Partikel ab, die dann den Gemischkühler beginnend von der Austrittsseite mit teerartigen Ablagerungen zuwachsen lassen. Eine Reinigung lässt sich nur schwer durchführen, da die Lamellen des Kühlers leicht beschädigt werden können. Abbildung 3-31 zeigt diesen Effekt nach der Leistungssteigerung in Güssing nach ca. 1000 Bh.



Abbildung 3-31: Verblockung der Austrittsseite des Gemischkühlers, [56]

Um den Reinigungsvorgang zu erleichtern besteht der Vorschlag das Konzept des Gemischkühlers zu ändern. Der gleiche Effekt wurde auch bei der Anlage Harboøre bei ca. 9000 Bh beobachtet und muss daher im Wartungsplan (Reinigungsintervall) berücksichtigt werden. Auch bei Erdgasmotoren müssen die Gemischkühler nach bestimmten Betriebsstunden gereinigt werden - es besteht daher in Abhängigkeit von der Gasqualität kein Zusatzaufwand.

- **Verschmutzung des Motoröls**

Die Standzeit des Motoröls steht in engem Zusammenhang mit den im Produktgas bzw. Brenngas enthaltenen Begleitstoffen. Diese Inhaltsstoffe gelangen durch den Kontakt der Schadstoffe mit der Kolbenleibung der Zylinderwand und in weiterer Folge durch das Benetzen des Ölschmierstoffes in den Ölsumpf der Verbrennungskraftmaschine. Für das Erreichen einer hohen Lebensdauer des Motors ist die Ölpflege von großer Bedeutung. Qualitätsparameter für das in Umlauf befindliche Motoröl ist das TBN/TAN Verhältnis, welches ein Indikator für die Übersäuerung des Schmiermittels im Motor ist.

In der technischen Applikation erfolgt die Beeinflussung der Ölstandzeiten durch eine geeignete Additivzugabe. Auf diese Weise ist jedoch nur ein geringer Effekt zu erzielen. Der Hauptanteil der Maßnahmen ist im Bereich der Brennstoffauswahl, der Wahl des Vergasungssystems sowie der Gasreinigung zu setzen. Die Ölstandzeiten der betrachteten Anlagen betragen gemäß den Erfahrungen von 300 bis zu knapp 4000 Bh (Güssing).

Generell ist die Kontrolle der Motorölqualität durch eine Sichtung der Ölprobe (markante Verfärbung, typischer Geruch) oder durch eine Ölanalyse möglich. Die Ölanalyse kann dabei als Indikator für die Qualität des Gaserzeugung- und Gaskonditionierungssystem herangezogen werden. Jeder Einfluss einer Störung des Systems oder eines Wechsels auf eine andere Holzqualität (z.B. variierender Schwefel- oder Stickstoffgehalt der verwendeten Biomassen) der Anlage lässt sich eindeutig nachweisen. Die Abbildung 3-32 zeigt die ersten gewonnenen Erfahrungen an der Anlage Emmenbrücke an einem Gas-Ottomotor, wo auch ausreichende bzw. aussagefähige Laufzeiten gegeben waren. An dieser Anlage wurden seitens der Hersteller und Entwickler erste Katalysatorversuche durchgeführt. In diesem Fall war das Motoröl insgesamt 350 Bh (Motorleistung ca. 60 kW) im Einsatz. Auffallend damals die sehr hohe Konzentration an Kalium (Ursprung war nicht klar), bei den hohen Blei- und Kupferwerten wurde zuerst auf motorische „Quellen“ (Lagermaterial) geschlossen.

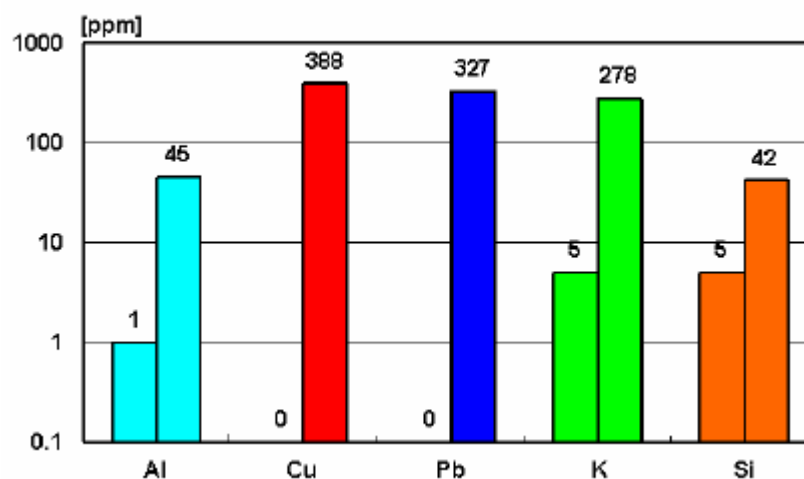


Abbildung 3-32: Ölanalyse nach 350h der Anlage Emmenbrücke, [56]

Im Fall der Anlage Güssing sind im Holzgas relativ hohe Ammoniakwerte enthalten. Bei Anlagen mit Erdgas in Kombination mit Kältemaschinen waren negative Auswirkungen des Ammoniaks bekannt. Das Limit des Ammoniakgehaltes im Gas wurde daher auf 55 mg/Nm³ (bezogen auf 10 kWh/Nm³) festgelegt. Im Holzgas der Anlage Güssing sind die Ammoniakwerte um mehr als das 10-fache höher. Bei Betrieb der Anlage Güssing wird daher auch im Speziellen auf die Auswirkung des Ammoniaks im Holzgas auf die Eigenschaften des Öls geachtet. Zur Überraschung aller Beteiligten wurde aber der Effekt überschätzt. Ammoniak stellt bei der Nutzung von Holzgas für die Verschmutzung des Motoröles nach dem derzeitigen Wissensstand kein Problem dar (Achtung: Es ist auf die Bildung von Brennstoff-NO_x infolge der innermotorischen Verbrennung zu achten – siehe Kapitel 7.1.1.4).

- **Deaktivierung des Oxidationskatalysators**

Die Deaktivierung des Oxidationskatalysators kann durch den Kondensatausfall in Verbindung mit einer falschen Platzierung des Katalysators sowie durch Benetzung der Katalysatorflächen durch Alkali, Erdalkali- sowie Schwermetallverbindungen verursacht werden.



Abbildung 3-33: Funktionsbeeinträchtigung des Katalysators durch Kondensatausfall, [56]

Die Beladung des Produktgases mit Schwermetallen hat schwerwiegende Folgen auf den Abfall der Umsatzraten in Folge der adsorbierten Katalysatorgifte. Die Abbildung 3-34 zeigt dazu den gemessenen Abfall der Umsatzrate.

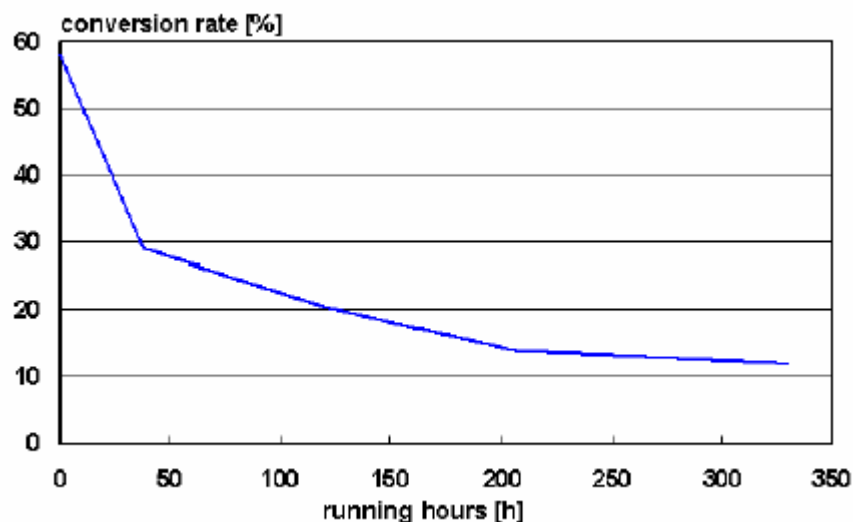


Abbildung 3-34: Abfall der Umsatzrate des Oxidationskatalysators der Anlage Emmenbrücke, [56]

Auf Grund dieses Effektes wurden beim Hersteller des Katalysators Elementaranalysen der Oberflächenschicht durchgeführt. Diese Analysen - siehe Abbildung 3-35 - zeigten neben den Katalysatorgiften Blei und Zink auch Kalium, welches mit Kalzium eine Verglasung der aktiven Oberfläche bewirkt und als maßgeblicher Faktor für die Beeinträchtigung des Abgasnachbehandlungssystems gilt.

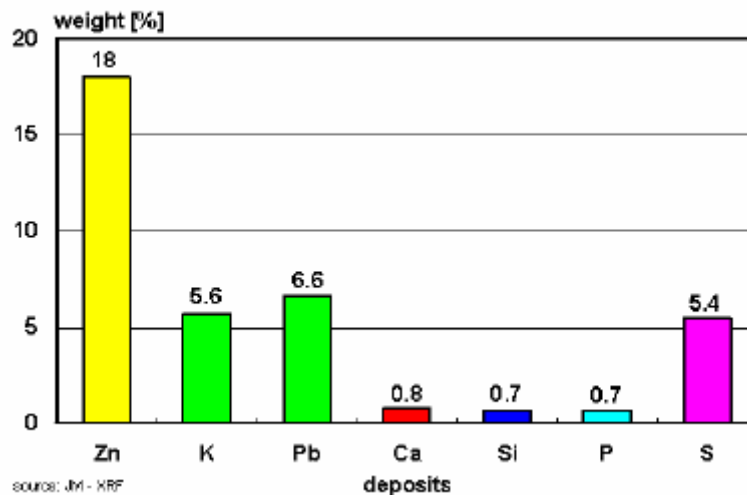


Abbildung 3-35: Elementaranalyse an der Katalysatoroberflächenschicht, [56]

Dieser Effekt ist der hauptsächliche Verursacher des kurzfristigen Abfalls der Umsatzraten des Oxidationskatalysators. Die anderen Elemente (Schwermetalle) tragen ebenfalls zur Deaktivierung des Oxidationskatalysators bei. Als Quelle dieser Schadstoffe konnte durch die Elementaranalysen des Holzes bzw. der Asche und der anfallenden Kondensate eindeutig der Ausgangsstoff ermittelt werden (Anlage Emmenbrücke). An sich bedeutet diese Erkenntnis, dass eine dem Vergaser nachgeschaltete Gasreinigung diese Elemente aus dem Gas mit hohen Abscheideraten entfernen können muss. Einfache Reinigungskonzepte wie ein Korkfilter oder nur ein Wäscher auf Basis von Wasser als Waschflüssigkeit reichen nach dem derzeitigen Wissensstand nicht aus. Bei den oben angeführten Anlagen, wo die Katalysatoren relativ kurzfristig versagten, waren eben diese Konzepte vorzufinden. Als derzeitiger Stand in der Entwicklung von Katalysatorsystemen in Kombination mit der Anpassung/Adaptierung der jeweiligen Anlagenkonzepte (Gaserzeugung und Gasreinigung) sind die in Abbildung 3-36 dargestellten und erreichten Umsatzraten in Abhängigkeit der Standzeiten anzuführen.

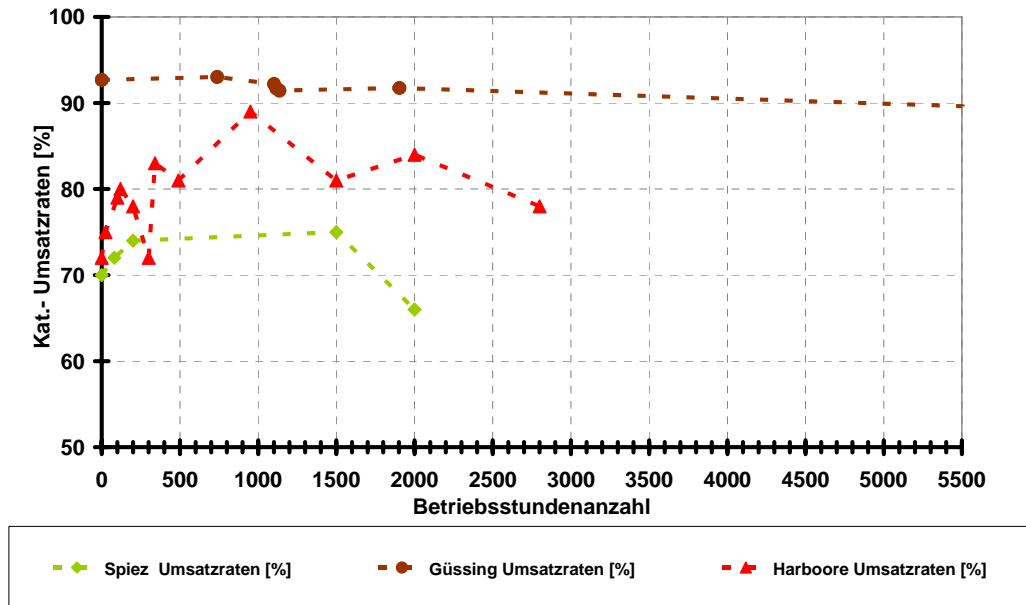


Abbildung 3-36: Katalysatorumsatzraten von ausgewählten Holzgasanlagen, [56]

In der Zwischenzeit haben Untersuchungen an mehreren Anlagen gezeigt, dass die Aufgabenstellung der Entfernung der diversen Katalysatorgifte sehr wohl von mehreren Gasreinigungskonzepten erfüllt werden kann. Entscheidend zeigte sich jedoch die Betriebssicherheit des Gasreinigungskonzeptes. Messungen an verschiedensten Anlagen zeigten, dass kurzzeitige Ausfälle des Gasreinigungssystems zu drastischen Senkungen der erzielbaren Umsatzraten führen können.

- **Betrieb des Abgaswärmeübertragers**

Der Abgaswärmeübertrager ist ein Anlagenbauteil, der bedingt durch den heizgas-(abgas-)seitigen Kontakt unmittelbar auf schlechte Gasqualitäten reagiert. Für die Auswirkungen (Wärmeübertrager - Fouling, Korrosion am Wärmetauscher etc.) ist das Lastverhalten und die Lastregelung im Wärmeverteilsystem von außerordentlicher Wichtigkeit. In der Lastregelung sollte darauf geachtet werden, dass durch Kontrolle der abgasseitigen Temperaturen eine Unterschreitung des Taupunktes keinesfalls zugelassen wird – das bedeutet für das Anlagenbeispiel von Harboøre, dass der Betreiber wegen der Konzentrationen von Schadstoffen wie z.B. Schwefeldioxid SO_2 oder Salzsäure HCl speziell beim Stop-and-go-Betrieb bzw. im Teillastfall auf eine möglichst kurze Zeit für das Verharren im Betriebszustand mit Kondensatanfall zu achten hat.

- **Konditionierung der Motorkühlluft sowie der Verbrennungsluft**

Für einen störungsfreien Betrieb ist das Management der Kühlluft bzw. der Ansaugluft für die Motoranlage sehr wichtig. Dies vor allem deshalb, weil die relative Luftfeuchte und die Temperatur in sehr weiten Bereichen schwankt und es bei einem „ausgereizten System“ dann zu einer Taupunktunterschreitung mit Kondensatanfall wegen einer zu großen Kühlung des Gases vor dem Motor bzw. in der Gasregelstrecke kommen kann.

3.5.2.5 Alternative Systeme der Abgasnachbehandlung

Über die Möglichkeit der Abgasnachbehandlung mittels Oxidationskatalysator hinaus gibt es Lösungsansätze der thermischen Nachoxidation (CL.AIR) zur Minderung von motorbetriebsbedingten Emissionen. Diese Systeme sind auch bei schlechten Gasqualitäten (Katalysatorgifte) sehr betriebssicher und werden bereits in mehr als 200 Einheiten in Ländern mit strikten CO bzw. Formaldehyd-Emissionen eingesetzt. Die Abbildung 3-37 zeigt das für die geplante Anlage Rothenburg entwickelte System.



Abbildung 3-37: CL.AIR System zur Abgasnachbehandlung, [56]

Ein anderer Ansatz zur Beherrschung der CO-Emissionen ist im Konzept der Anlage Civitas Nova gegeben. In diesem Fall wurde der Standort des Vergasers mit dem eines Biomasseheizwerkes gepaart. Das Abgas des Motors wird im Vollbetrieb direkt in die Zone des Vorschubrostes (hohe Temperaturen) geführt (siehe Abbildung 3-38). Die Nachoxidation von sehr hohen CO- Motorrohmissionen von 4630 mg/Nm^3 kann durch das installierte Konzept auf einen Wert von $6 \text{ mg/Nm}^3 @ 3 \% \text{ O}_2$ reduziert. Die Gesamtanlagenemissionen hinsichtlich freigesetzter NOx Mengen kann auf ein Niveau von 240 mg/Nm^3 durch das angewandte Gasnutzungskonzept gebracht werden.

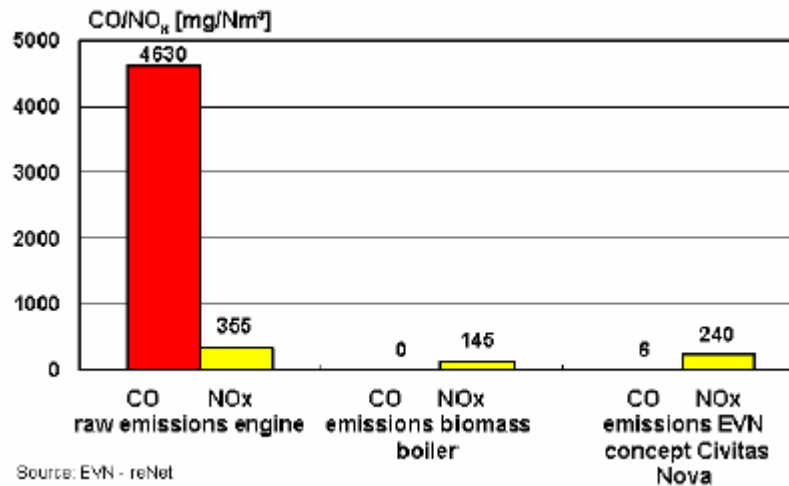


Abbildung 3-38: Konzeptbedingte CO/NO_x Emissionen der Anlage Civitas Nova Motorkonzepte mit geringem Potenzial (@3% O₂), [56]

Zu beachten ist, dass in diesem Fall der **Kesselbetrieb und der Vergasungsbetrieb gekoppelt** ist, was auf die wärmetechnische Einbindung der Gesamtanlage sowie den Betrieb der Biomassevergasungsanlage entsprechende Rückwirkung hat.

3.5.3 Betrieb von Blockheizkraftwerken - Energetische Einbindung

KWK Anlagen stellen ein Konzept zur "dezentralen Energieversorgung" dar, bei dem die vom Endverbraucher benötigte Energie (Elektrische Energie und Wärmeenergie) dezentral bereitgestellt werden soll – dahinter steht der Ansatz die dezentral verfügbare Biomasse in dezentralen Einheiten zu den Produkten Strom und Wärme umzuwandeln und damit den Energiebedarf dieser beiden Energieträger auch dezentral zur Verfügung zu stellen.

Der Betrieb derartiger Blockheizkraftwerke kann in Bezug auf die erzeugte elektrische Energie sowohl netzgebunden als auch im Inselbetrieb erfolgen. Im Falle eines netzgebundenen Betriebes erfolgt die Einspeisung der produzierten Elektroenergie in das Versorgungsnetz des lokalen Energieversorgers. Die als Koppelprodukt anfallende Wärmemenge wird in der Regel über ein lokales Nah- und Fernwärmenetz zur Deckung des Prozess- und Raumwärmenetzes an den Endkunden übertragen (siehe Abbildung 3-39).

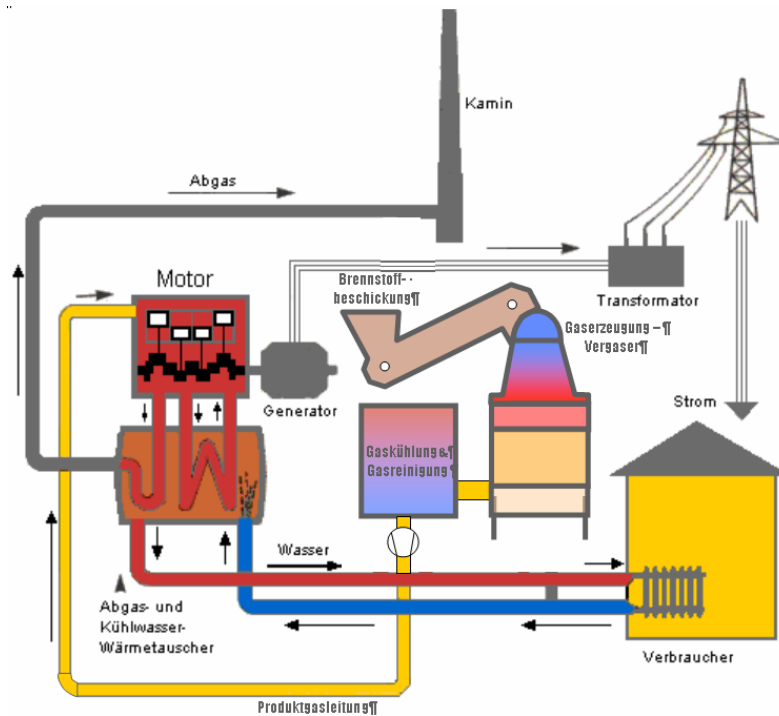


Abbildung 3-39: Energetische Einordnung vom BHKW auf Basis Biomassevergassung in das lokale Energieversorgungsnetz

Unter den Prämissen der dezentralen Bereitstellung von Elektroenergie und Wärme ergeben sich in Hinblick auf die Einordnung derartiger Anlagen eine Reihe von Punkten die einer näheren Betrachtung unterzogen werden sollten.

Die folgenden Punkte bieten einen Überblick über die zu beachtenden Details in der energetischen Einordnungspraxis.

- Ein- bzw. Anbindung an das Fernwärmenetz,
- Größe des Nah- bzw. Fernwärmenetzes,
- Lastcharakteristik des Wärmeabnahmenetzes (Wärmeabnahmemengen, Lastverlauf etc.),
- Einbindung in das örtliche Stromnetz,
- Verfügbarkeit des Brennstoffes (Brennstofflogistik, Brennstoffquantität, Brennstoffqualität,
- Anlagengrößenabstimmung auf die örtlichen Betriebsrandbedingungen,
- Grundlasteinordnung des KWK Systems zum gesamtenergieeffizienten Betrieb entsprechend [144],
- Erreichung von geforderten Primärenergieeinsparungen im Vergleich zu den Referenzwerten für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung [144].

Die Einbindung in das Stromnetz ist in Abstimmung mit den örtlichen Energieversorgungsunternehmen vorzunehmen – dabei gelten für zertifizierte Ökostromanlagen durch den rechtlichen Rahmen des EIWOGs bzw. des Ökostromgesetzes eine Abnahmepflicht sowie die Einspeisung unter Anwendung der jeweilig garantierten Tarifmodelle (siehe Kapitel 4).

Die Auskopplung der Wärmeenergie erfolgt in die entsprechenden Nah- bzw. Fernwärmesysteme. Wärmeenergie ist ein Energieträger, der leitungsgebunden nur über begrenzte Wegstrecken transportiert werden kann. Für den wirtschaftlichen und ökonomischen Betrieb der Gesamtanlagen ist eine Reihe von Rahmenbedingungen

unbedingt einzuhalten, die von der realisierten Anlagengröße für die Wärmebereitstellung und der Gestaltung des Nah- bzw. Fernwärmenetzes abhängt. Für die Erreichung eines Gesamteffizienzkriteriums gilt ein wärmegeführter Betrieb als zielführend - das bedeutet, dass der Wärmeenergiebedarf die Produktion der Elektroenergiemengen bestimmt. Der Wärmeenergiebedarf ist durch die Größe des Nahwärmenetzes und dessen versorgte Objekte bzw. durch die saisonale Wärmeabnahmecharakteristik bestimmt – siehe Abbildung 3-40.

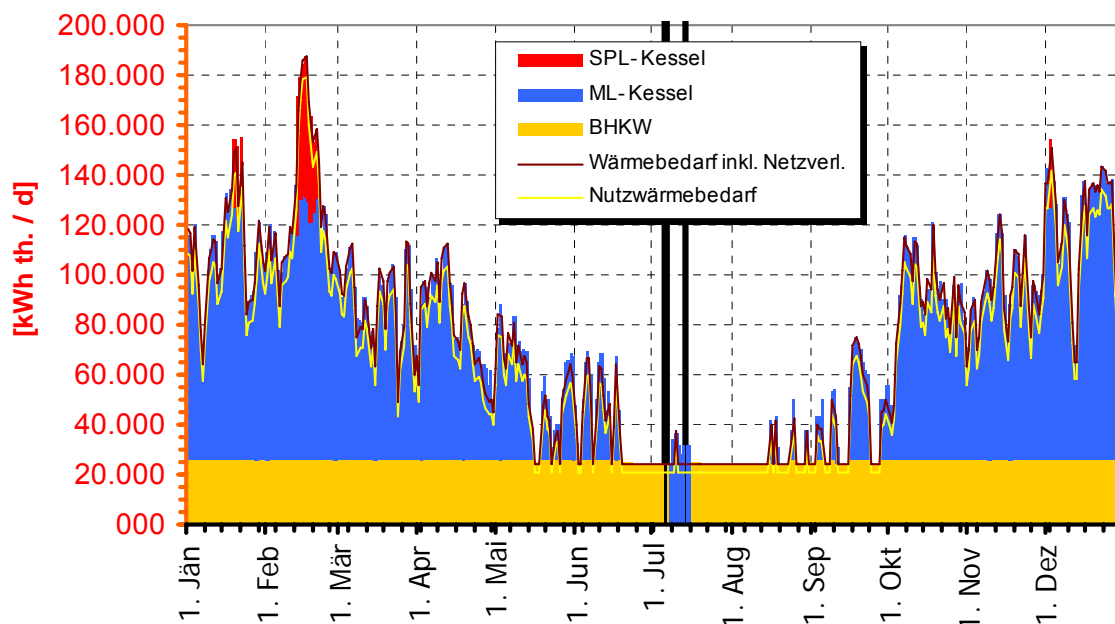


Abbildung 3-40: Ganglinie des Wärmebedarfes in einem Fernwärmenetz über das Jahr – exemplarisch nach [90]

Wie in obiger Abbildung ersichtlich bedingt der ganzjährige Betrieb die Berücksichtigung des sommermonatlichen minimalen Wärmebedarfs bzw. des Wärmebedarfs in der Übergangszeit aufgrund der Außentemperaturen. Die Heizgrenze stellt dabei eine Temperaturgrenze dar, bei deren Unterschreitung je nach Gebäudebauart ein Zuheizen durch die installierte Wärmeversorgung notwendig wird, um die gewünschten Raumtemperaturen für ein behagliches Klima zu erreichen – oberhalb der Heizgrenze fällt kein expliziter Heizungswärmebedarf jedoch Wärmebedarf für Warmwasserbereitung, Prozesswärmebereitstellung etc. an. Der ganzjährige Wärmebedarf in der obigen Abbildung ergibt sich durch den Bedarf an Prozesswärme bzw. Wärme zur Trinkwarmwasserbereitung, der i. A. ein konstantes Lastband ergibt.

Bei der Auslegung von Raumheizsystemen wird i. A. von der maximalen Heizlast am kältesten Tag des Jahres ausgegangen. Im Hinblick auf die Auslegung der KWK-Komponente sind die Heizlasten der Einzelobjekte mit Gleichzeitigkeitsfaktoren zu bewerten und auf Basis dieser Werte die Wärmeeinspeiser einzuordnen. Grundsätzlich werden die Zusammenhänge der Wärmeabnahmecharakteristik im Jahresdauerliniendiagramm dargestellt. In derartigen Diagrammen wird die Häufigkeit (z.B. bewertet in Stunden pro Jahr) der Wärmelast über das Jahr aufgetragen - siehe Abbildung 3-41.

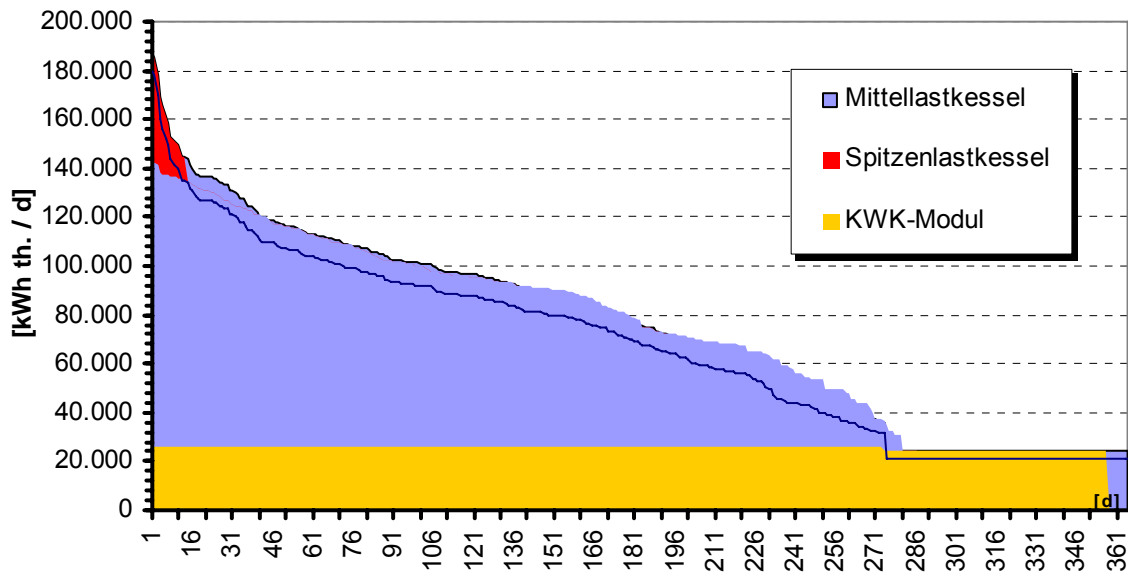


Abbildung 3-41: Jahresdauerlinie für den Wärmebedarf eines Fernwärmenetzes – exemplarisch nach [90]

Bei der Einordnung von Wärmeerzeugungssystemen besteht die Möglichkeit der Einordnung in Grundlast, Mittellast und Spitzenlastmodule [88], [89]. Für Grundlastwärmebereitstellung werden KWK Module bevorzugt eingesetzt, wenn man von der problemlosen Einspeisung der Elektroenergie ausgeht. Gleichzeitig wird eine gute Betriebsauslastung der vergleichsweise kostenintensiveren KWK Technologie über das gesamte Jahr erreicht, da der Wärmebedarf bei andauernder Abnahme durch das Wärmeverteilnetz über einen beträchtlichen Zeitraum im Jahr sichergestellt ist. Wie in Abbildung 3-41 dargestellt, erfolgt die Einordnung von Grundlastanlagen im Bereich von bspw. 10-15 % der maximalen Wärmemengenlast des Wärmeabnahmesystems. Geht man in obigem Beispiel von einer Einordnung der KWK-Anlage von 10% der Nennlast aus, so ergibt sich der beige unterlegte Bereich als Energiebedarf der Grundlast.

Für die Beherrschung entsprechender Überkapazitäten thermischer Energiemengen stehen u. a. folgende Lösungsansätze zur Verfügung:

- Teillastbetrieb der KWK Anlage (Biomassevergasungs-KWK unter Umständen nur geringe bzw. keine Möglichkeit zum Betrieb in Teillast) – braun strichlierter Bereich
- Erhöhung der Wärmelasten in den Sommermonaten durch Ersatz der elektrischen Verbraucher mit Wärmeprozessen (Gebäudekühlung durch Sorptionskältemaschinen, Ausgleich von Lastzyklen durch Speichersysteme, Vermeidung elektrischer Trinkwarmwasserbereitungssysteme)
- Veränderung der Wärmeabnahmecharakteristik (Einordnung der KWK Anlage in ein Wärmeverbundsystem mit Industrie- bzw. Prozesswärmebedarf für Trocknungsprozess, Fertigungsprozess mit Prozesswärmebedarf, Biomasseaufbereitungsanlagen etc.)

Obige Punktation stellt die prinzipiellen Möglichkeiten der Verbreiterung der Bandlast in Wärmenetzen dar, die aufgrund der Wärmeabnahmecharakteristik der Einzelabnehmer (z.B. Wohnanlagen) bestimmt sind. Die Durchführung der Maßnahmen ist u.

U. mit erheblichem Aufwand verbunden. Aus diesem Grund wird die eingehende Prüfung der Lastcharakteristik im Vorhinein empfohlen.

In vielen Fällen kommen Hilfskühlungssysteme (z.B. Tischkühler) zur Anwendung, die dem Zweck der Notkühlung bzw. Zwischenkühlung bei störungsbedingter Ausfallsschwankung des Wärmeabnahmesystems und zum sicheren Außerbetriebnehmen der Anlage dienen. Der ständige Betrieb unter der Verwendung des Hilfskühlensystems sollte nicht Ergebnis der Planungs- bzw. Dimensionierungsarbeiten sein, da unter diesen Voraussetzungen die Abgabe überschüssiger Wärmeenergie an die Umgebung den ökonomischen Erfolg und das Erreichen des Gesamteffizienzkriteriums der Förderungsauflagen gefährdet sein können. Die Definition von Effizienzkriterien mit dem Bekenntnis des ressourcenschonenden und effizienzmaximierten Betriebs von Kraftwärmekopplungsanlagen ist verschiedenen Regelwerken, wie der folgenden Aufzählung zu entnehmen ist, enthalten (beispielgebend):

- Ökostromgesetz BGBl. I Nr. 149/2002
- Gewerbeordnung GewO 1994, Anlage 6 (§71a)
- Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2001:
- Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt, [144]

Das Ökostromgesetz definiert diesbezüglich das Effizienzkriterium [124] für die Verwertung des Koppelproduktes von elektrischer und thermischer Energie bei KWK-Anwendungen bezüglich der Einspeisevergütung von KWK- Elektro- bzw. Wärmeenergie. Die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus KWK-Technologien ist nur unter der effizienzmaximierten Erzeugung des Koppelproduktes (elektrische und thermische Energie bei Abgabe in ein öffentliches Fernwärmenetz und der Anwendung ressourcen- und umweltschonender Umwandlungstechnologien und Energieträger möglich. Das Effizienzkriterium definiert sich wie in Glg. 3-4 [124] dargestellt.

$$\frac{2}{3} * \frac{W}{B} + \frac{E}{B} \geq 0,6$$

Glg. 3-4

W ... Wärmemenge, die an das öffentliche Fernwärmenetz abgegeben wird [kWh]

B ... gesamter Brennstoffeinsatz [kWh]

E ... elektrische Energiemenge, die an das öffentliche Elektrizitätsnetz abgegeben wird [kWh]

Das Ökostromgesetz legt die Erhöhung des Effizienzkriteriums auf **0,6** ab dem **Jahre 2005** fest. Für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen bedeutet dies, dass die wärmetechnische Einordnung der Anlagen essentiell ist und eine wesentliche Planungsgrundlage darstellt.

Die Gewerbeordnung 2004 sieht bezüglich des ressourcenschonenden Einsatzes von in der Anlage 6 eine derartige Verpflichtung vor, die von Gewerbebehörde administriert wird. Die Umsetzung dieser Vorschrift aber auch gewisser vorschriftgebender Gesetze und Verordnung der Länder (z.B. OÖ. Landes-EIWOG) stützt sich neuerdings im stärker auf eine Richtlinie der Europäischen Union – RL 2004/8/EG [144] über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt.

Diese Richtlinie sieht im Rahmen der Beurteilung der Förderungswürdigkeit von KWK-Anlagen Kriterien für einen energieeffizienten Betrieb im Sinne des Standes der Technik vor, die eine Primärenergieeinsparung von mindestens 10 % im

Vergleich zu den Referenzwerten für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung bringen. Die Richtlinie hat unter anderem die Förderung von erneuerbaren Energien zur Senkung der Importabhängigkeit, Förderung des regionalen Energiebezugs etc. sowie die Überprüfung der Förderungswürdigkeit der unterschiedlichen KWK Technologien zur Zielsetzung. Im Anhang der Richtlinie ist der Geltungsbereich der Richtlinie definiert:

- a) Gasturbine mit Wärmerückgewinnung (kombinierter Prozess)
- b) Gegendruckdampfturbine
- c) Entnahme-Kondensationsdampfturbine
- d) Gasturbine mit Wärmerückgewinnung
- e) **Verbrennungsmotor**
- f) Mikroturbinen
- g) Stirling-Motoren
- h) Brennstoffzellen
- i) Dampfmotoren
- j) Rankine-Kreislauf mit organischem Fluidum
- k) jede andere Technologie oder Kombination von Technologien, für die die Begriffsbestimmung: "Kraft-Wärme-Kopplung" als die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess zutrifft

Entsprechend der impliziten Zugehörigkeit der KWK-Technologie auf Basis Biomassevergasung nach Punkt k) obiger Aufzählung ist die Richtlinie künftig zur Anwendung zu bringen. Bedingt durch die Verpflichtung der Anlage nach einem Jahresgesamtnutzungsgrades sind die Vorgaben dieser Richtlinie nur durch die Einhaltung der Planungsvorgaben wie z. B. strikte Grundlasteinordnung der Anlage unter Berücksichtigung des Teillastverhaltens, Wärmeabnahmecharakteristik des Nah oder Fernwärmenetzes, wärmegeführter Betrieb etc. zu erreichen.

3.5.4 Schadstoffminderungskonzepte in Blockheizkraftwerken

Die folgende Auflistung stellt in der Praxis realisierte Möglichkeiten zur Schadstoffreduktion in Abgasen bei Gasmotor-BHKWs dar. Die Palette der angewandten Methoden reicht von der Anwendung im Automotiv- bis hin zum Stationärmotorenbereich. Besonders ist auf die Einschränkungen der Effektivität der aufgezählten Maßnahmen in Wechselwirkung mit den Randbedingungen bei der Holzgasnutzung hinzuweisen (siehe Kapitel 3.5.2.4).

3.5.4.1 Einleitung

Die Maßnahmen zur Vermeidung von Schadstoffemissionen aus BHKWen gliedern sich in Primär- und Sekundärmaßnahmen. Die Primärmaßnahmen zielen auf die Beeinflussung des innermotorischen Verbrennungsvorganges ab. Dies kann beispielsweise durch eine Abgasrückführung, eine Wassereinspritzung oder durch den Magerbetrieb bewerkstelligt werden. Die Sekundärmaßnahmen sehen eine Nachbehandlung des entstehenden Abgases nach dem Verbrennungsvorgang vor – dabei finden vorwiegend Katalysatorsysteme Anwendung.

In der Regel können Schadstoffgrenzwerte nicht mit technischen Einzelmaßnahmen erreicht werden. Aus diesem Grund kommt es in realisierten Konzeptlösungen immer

zur Kombination aus Primär- und Sekundärmaßnahmen. Am häufigsten kommen folgende Kombinationen zur Anwendung [59], [60], [61]:

- Dreiwegekatalysator mit Lambda-1 Betrieb
- Mager-Motorkonzept mit Oxidationskatalysator
- SCR Verfahren (selektiv katalytische Reduktion) mit vorgeschaltetem Oxidationskatalysator
- Russpartikel Abtrennfilter (bei Dieselmotoren)

Die Anwendbarkeit der möglichen Kombinationskonzepte ist stark abhängig von der Art des verwendeten Brennstoffes – siehe Tabelle 3-14.

Tabelle 3-14: Übersicht von Motorkonzepten in Kombination mit dem Abgasreinigungssystem

	Motorart	System der Abgasnachbehandlung	verwendete Brennstoffe
	Gas-Otto-Motor Lambda=1	3-Wege-Katalysator	Erdgas Flüssiggas
	Gas-Otto-Motor Magerkonzept	Oxidationskatalysatoren	Erdgas Flüssiggas Deponiegas Klärgas Biogas Holzgas
	Gas-Diesel-Motor Zündstrahlkonzept	SCR-Verfahren mit Oxidationskatalysator (in Einzelfällen auch mit Rußfilter)	Diesel/Heizöl Erdgas Flüssiggas Deponiegas Klärgas Biogas Holzgas

Die Verwendung der Abgasnachbehandlungssysteme stößt bei der Anwendung in holzgasbetriebenen BHKW an die Grenzen. Bedingt durch die Beladung mit unerwünschten Holzgasbestandteilen führt diese zur Inaktivierung des Katalysatorsystems (siehe Kapitel 3.5.2.4) [59], [60], [61]

3.5.4.2 Dreiwegekatalysator

Der Dreiwegekatalysator setzt eine stöchiometrische Verbrennung bei der innermotorischen Verbrennung voraus ($\lambda=1$). Die entstehenden Abgase werden über einen Platin Rhodium Katalysator geleitet, der optimal im Temperaturbereich von 400-600°C arbeitet.

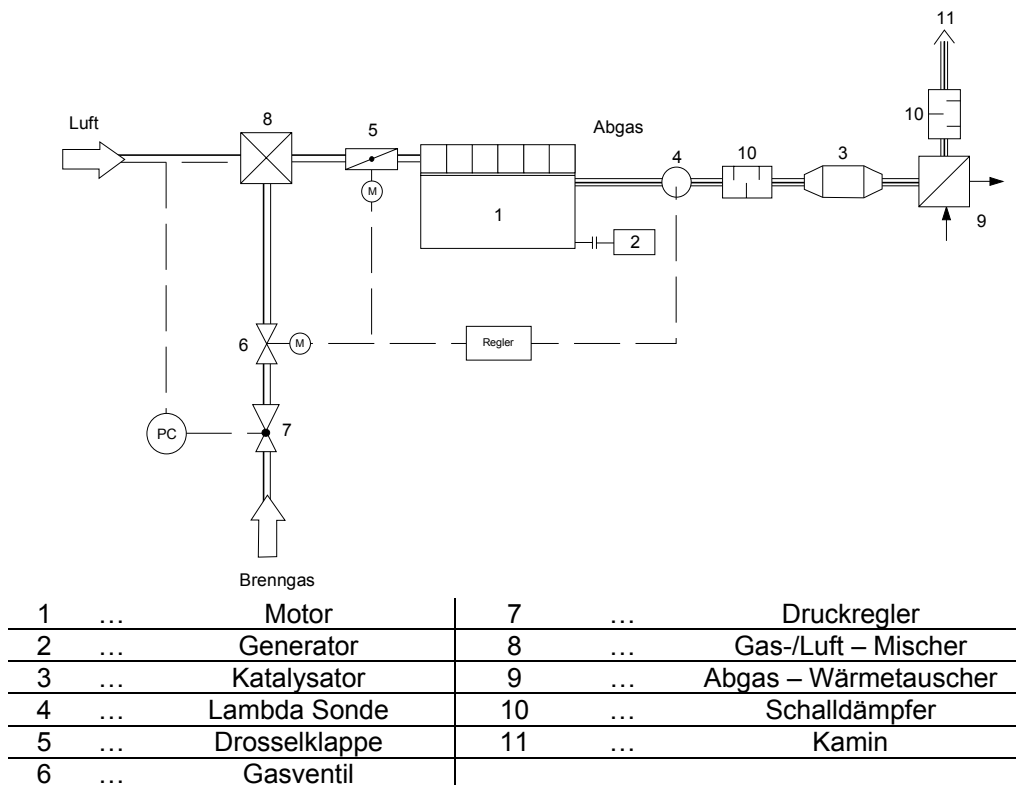
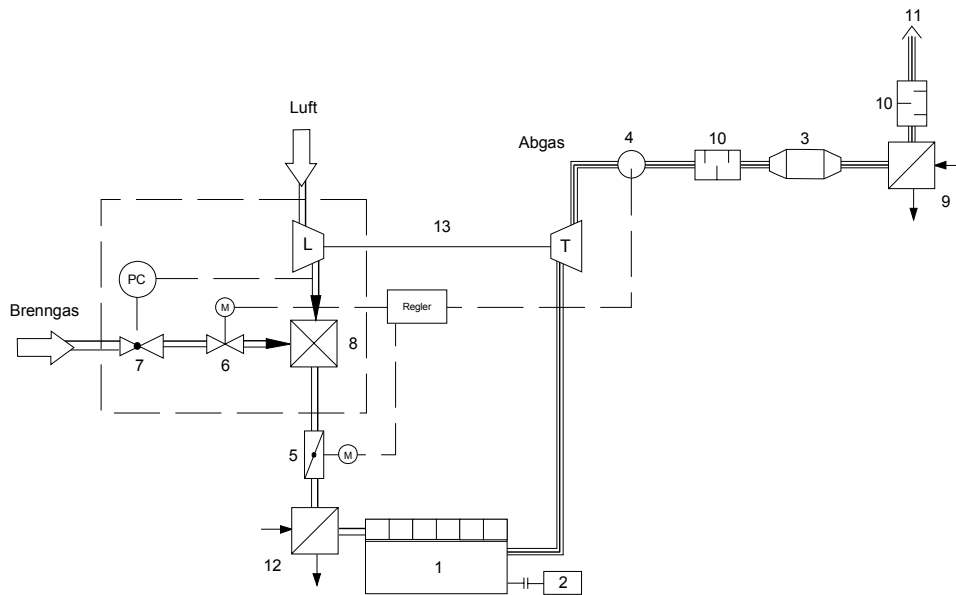


Abbildung 3-42: Funktionsschema des 3-Wege-Katalysators, [59]

Im 3-Wege-Katalysator werden in Stufen Stickoxide, Kohlenmonoxid und Kohlenwasserstoffe entsprechend umgewandelt. Die Katalysatorbeschichtung bewirkt sehr effektiv diese Umwandlung – Grundvoraussetzung dafür ist das Betreiben der innermotorischen Verbrennung in einem sehr engen Lambda-Fenster. Grund dafür ist, dass ein zu hoher Luftüberschuss lediglich die Oxidation der unverbrannten Produktgasbestandteile begünstigen würde, jedoch die Reduktion der Stickoxide nicht ermöglichen würde. Der 3-Wege-Katalysator kann bei Diesel-, Gas-Diesel-, und Zweitaktmotoren wegen der Luftüberschusszahlen nicht betrieben werden.

3.5.4.3 Magerkonzept

Beim Magerkonzept (siehe Abbildung 3-43) werden bei der innermotorischen Verbrennung Luftüberschusszahlen von 1,45-1,6 realisiert. Die dadurch niedrig gehaltenen Flammentemperaturen führen zum Nichtentstehen von thermischen Stickoxidverbindungen, wodurch die diesbzgl. vorgeschriebenen Emissionswerte unterschritten werden können. Nachteilig sind bei diesem Konzept die höheren CO-Emissionen, die den Einsatz von Oxidationskatalysatoren nach sich ziehen.



1 ...	Motor	8 ...	Gas-/Luft – Mischer
2 ...	Generator	9 ...	Abgas – Wärmetauscher
3 ...	Oxidationskatalysator	10 ...	Schalldämpfer
4 ...	Lambda Sonde	11 ...	Kamin
5 ...	Drosselklappe	12 ...	Gemischkühler
6 ...	Gasventil	13 ...	Turbolader
7 ...	Druckregler		

Abbildung 3-43: Regelschema eines nach dem Magerkonzept arbeitenden aufgeladenen Gas-Ottomotors [59]

Nach dem derzeitigen Entwicklungsstand sind bei der Anwendung dieses Konzeptes in der Sondergasnutzung eine Vielzahl von Erfahrungen gesammelt worden und es zeigt sich als praktikables System, das bei Einhaltung der technischen Randbedingungen (Gasreinheit, Reduktion der Katalysatorgifte, Kondensat- und Staubfreiheit der Abgase) die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte ermöglicht.

3.5.4.4 SCR - Verfahren

Das SCR- Verfahren (Selective Catalyst Reduction) findet dort Anwendung wo bauartbedingt der 3-Wege-Katalysator mit Lambda-1-Regelung und das Magerkonzept nicht eingesetzt werden können. Beim SCR-Verfahren werden ein Ammoniak-Katalysator und ein Oxidationskatalysator verwendet. In das System wird zur selektiven Reduktion der Stickoxide Ammoniak (Einbringung von Reinstoff oder Injizierung von Ammoniak-Wassergemisch) eingebracht. Zur Reduktion der Ammoniak- und Kohlenmonoxidemissionen wird ein Oxidationskatalysator nachgeschaltet (siehe Abbildung 3-44).

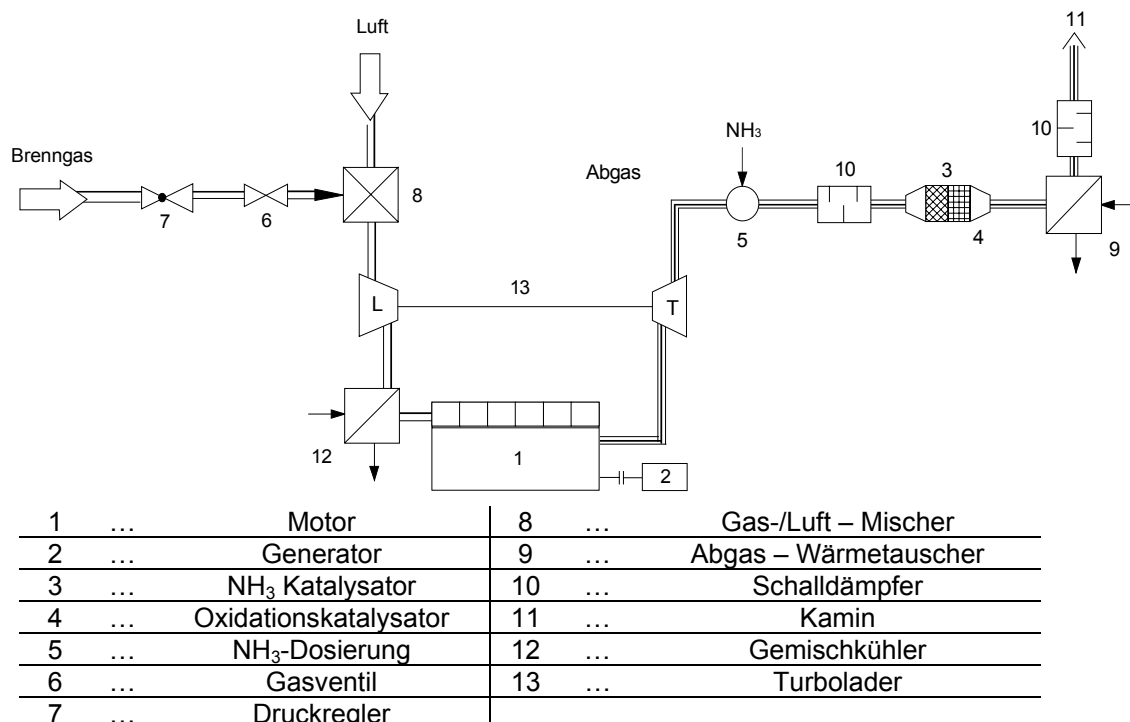


Abbildung 3-44: Funktionsschema des SCR Verfahrens [59]

Die selektive katalytische Reduktion bedingt einen sehr hohen apparatetechnischen Aufwand und verursacht im laufenden Betrieb entsprechende Kosten bedingt durch den stetigen Verbrauch von Ammoniak. In der Regel wird dieses System für Diesel- und Gas-Dieselmotoren eingesetzt – je nach Rauchzahl des Motoraggregates wird ein vorgeschalteter Partikelfilter verwendet.

3.6 Zusammenfassung

Der Überblick über die Technologien zur Biomassevergasung stellt eine Grundlage der Betrachtungen, Analysen und Gliederung des Dokumentes dar. Der erarbeitete Datenstock bildet die Basis für die Beurteilung des Standes der technischen Wissenschaften in Bezug auf den derzeitigen Entwicklungsstand in der Planung, Errichtung und Betrieb von Biomassevergasungsanlagen in Kombination mit Verbrennungskraftmaschinen auf Basis von verfügbarer Literaturstellen und einschlägigen Erfahrungsberichten.

Die Vielzahl derzeit existierender Vergasungstechnologievarianten basieren auf Grundprinzipien, die im Dokument beschrieben sind - in der Komplexität der verschiedenen Vergasungsverfahren lässt sich in der Regel der Prozessgrundtyp ableiten, woraus das Anlagensystem hinsichtlich der Erfordernisse der folgenden Prozesskette (Gaskühlung, Gasreinigung, Gasnutzung) grundsätzlich auf Grund zu erwartenden Gasqualitäten, Prozessparameter, sicherheitstechnische Grundgrößen, Anlagenemissionen etc. einordnen lässt. Die verschiedenen Verfahren sind hinsichtlich der Grundgrößen (Leistungsbereiche, Brennstoffe, Rohgasqualität) klassifiziert und abgegrenzt. Auf Grund dieser Reduzierbarkeit der verfahrenstechnischen Grundschemas wird auf modifizierte Vergasungsverfahrenstypen nicht eingegangen.

Die Gaskonditionierung von Rohgasen aus Vergasungsreaktoren hat für die nachfolgende Gasnutzung konstante Rohgasqualitäten hinsichtlich Staub-, Teer-, Kondensat- und Spurenstoffbelastung zu gewährleisten. Die jeweilige funktionstüchti-

ge und störungsfrei arbeitende Gasreinigung bestimmt die technische Verfügbarkeit der Gesamtanlage (Verschmutzung und Verblockung von Anlagenteilen, Armaturen und Sicherheitsbauteilen, Standzeiten der BHKW- Abgasoxidationskatalysatoren etc.). Der Bereich der Konditionierung umfasst die Prozessgaskühlung, Gasreinigung (Entstaubung, Teer- und Spurenstoffbehandlung) sowie Rückstands- bzw. Abwasseraufbereitung.

An die Gasnutzung des erzeugten Produktgases aus Biomassevergasungsanlagen sind höchste Anforderungen gestellt, um die Versorgung mit Elektro- und Wärmeenergie unter der Einhaltung der Stabilitäts-, Effizienz- und Emissionskriterien verlässlich sicherstellen zu können. Die Ausführungen umfassen die Übersicht über Funktionskonzepte und Aufbau von BHKW und Erläuterungen zur Sondergasanwendung Holzgas kombiniert mit der Zusammenfassung von Erfahrungsberichten derzeit installierter Anlagen. Nach dem heutigen Entwicklungsstand hat sich die Technologie der Sondergasanwendung etabliert, fordert jedoch die Einhaltung von Randbedingungen, wie die Motorregelung, Einhaltung gewisser Treibgasqualitäten für den störungsfreien Betrieb der Gassicherheits- und Gasmischstrecke, des internen Verbrennungsprozesses und der Abgasnachbehandlung mit z.B. Oxidationskatalysatoren.

Gasmotor- und Dieselmotoren sind als Motorbetriebskonzepte im Einsatz, wobei das Gas-Ottomotorprinzip einen vergleichsweise geringeren Aufwand für die Abgasnachbehandlung sowie vergleichsweise geringere Emissionen verursacht. Die Verwertung des Koppelproduktes der elektrischen und thermischen Energie ist zwangsweise im Zusammenhang mit der Gasnutzung in Blockheizkraftwerken zu betrachten. Bedingt durch absehbare Änderungen der Förderungskriterien für die Ökostrom - KWK Anlagen mit der Einhaltung von Effizienzkriterien sind die Lasteinordnung von Gesamtanlagen (wärmegeführte Anlagen, Grundlasteinordnung, Teillastvermögen der Anlagen etc.) von besonderer Relevanz.

4 Genehmigungsverfahren für Biomassevergassungsanlagen

Im Rahmen des Behördenverfahrens zur Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen sind eine Reihe behördlicher Vorgaben einzuhalten.

Es wird besonders darauf hingewiesen, dass durch dieses Kapitel lediglich eine Auflistung in Frage kommender Gesetze- und Verordnungen, entsprechend deren Stand während der Projektbearbeitung, mit Überblickscharakter erstellt wurde. Es kommen stets die jeweils gültigen Gesetze/Verordnungen zur Anwendung.

Für die Beurteilung der Biomassevergassungsanlagen ist die Betrachtung der Emissionen (z.B. gasförmig, flüssig, fest, Schall, Erschütterungen) aus der Anlage sowie die sicherheitstechnisch richtige Ausführung der Anlage unter den anlagentechnischen Gegebenheiten (Temperatur, Druck, Zusammensetzung/Inhaltsstoffe) von Seiten der Genehmigungsbehörde unerlässlich.

Die entsprechenden Rechtsmaterien, die im Genehmigungsverfahren eine Rolle spielen können, sind wie folgt zusammengefasst:

- Baugesetz, Bauordnung (BauO) - je nach Bundesland
- Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG)
- Gewerberecht
- Kesselrecht
- Luftreinhalterecht (Immissionsschutzgesetze und -Verordnungen, Luftreinhaltengesetze bzw. -Verordnungen)
- Wasserrecht
- Abfallrecht
- Landesgasgesetze
- Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (Anlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung größer 50 MW sind mit Bürgerbeteiligungsverfahren zu genehmigen, Anlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung größer 200 MW sind UVP-pflichtig)
- Naturschutzrecht
- Bergrecht
- Eisenbahnrecht
- Luftfahrtrecht

Aus Gründen der Wahrung der Übersichtlichkeit wurde in Zusammenarbeit mit den Behördenvertretern eine „**Checkliste zur Erstellung von Genehmigungsunterlagen**“ zusammengestellt, die in Kapitel 4.5 zusammengefasst ist. Die Inhalte der angeführten Punktation stellen eine wesentliche Grundlage für eine effiziente Durchführung der Genehmigung des beantragten Projektes dar.

Das EIWOG ist grundsätzlich auf Stromerzeugungsanlagen anzuwenden. Darüber hinaus gilt das EIWOG [15], [16] in der gültigen Fassung entsprechend §12 Abs. 2 nicht, wenn Anlagen nach den Bestimmungen der Gewerbeordnung zu genehmigen sind.

EIWOG §12

§ 12. (1) (Grundsatzbestimmung) Die Ausführungsgesetze haben jedenfalls die für die Errichtung und Inbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen sowie die für die Vornahme von Vorarbeiten geltenden Voraussetzungen auf Grundlage objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien im Sinne der Artikel 4 und 5 der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie festzulegen.

(2) (Grundsatzbestimmung) Die Ausführungsgesetze können vorsehen, daß Stromerzeugungsanlagen, die elektrische Energie aus erneuerbaren Energien oder Abfällen erzeugen, oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten, bis zu einer bestimmten Leistung einem vereinfachten Verfahren oder einer Anzeigepflicht zu unterziehen sind. Anlagen, die nach den Bestimmungen der Gewerbeordnung 1994, BGBl. Nr. 194, bewilligungs- oder anzeigepflichtig sind, sind jedenfalls von einer Bewilligungspflicht auszunehmen.

Sofern eine gewerbliche Tätigkeit vorliegt sind Anlagen entsprechend GewO [13] zu behandeln. Stromerzeugende Anlagen sind nach GewO §74 Abs. 5 zu betrachten (keine Genehmigungspflicht nach GewO für gemäß EIWOG zu genehmigende Anlagen - die Entscheidung wird im Einzelfall von der Behörde getroffen).

Wird der Verwendung von unbehandelter, naturbelassener Biomasse ausgegangen, ist das Abfallwirtschaftsgesetz für Biomassevergasungsanlagen nicht anzuwenden. Das Abfallwirtschaftsgesetz kann bei Anlagen, die mit Altholz im Sinne von gewerblicher Abfallentsorgung und -verwertung betrieben werden, zur Anwendung gebracht werden.

Für eine Genehmigung sind unter gegebenen Umständen andere Gesetze gemäß den gesetzlichen Vorgaben in den Bundesländern hinzuzuziehen. Nach Auskunft der steiermärkischen Behördenvertreter wird derzeit die grundsätzliche Anwendung des Landesgasgesetzes für den Fall erwogen, dass andere Gesetze keine Genehmigungspflicht für die gegenständliche Anlage vorsehen.

4.1 Gewerblich genutzte Anlagen

Entsprechend §1 Abs. 2 Gewerbeordnung 1994 (GewO) [13] wird eine Tätigkeit dann gewerbsmäßig ausgeübt, wenn sie selbständig, regelmäßig und in der Absicht betrieben wird, einen Ertrag oder sonstigen wirtschaftlichen Vorteil zu erzielen, etc.

Die Gewerbeordnung definiert Schutzziele, deren Einhaltung durch die Genehmigungsbehörde sichergestellt werden muss. Die Schutzinteressen zielen auf den Schutz von Menschen, Lebewesen und Natur (GewO §74 Abs. 2).

Für das Behördenverfahren gehört es zu den wesentlichen Pflichten des Genehmigungswerbers entsprechende Unterlagen/Informationen/Ausarbeitungen der Behörde zur Verfügung zu stellen um für ein reibungsloses Genehmigungsverfahren und den raschen Erhalt der Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb der Anlage zu bekommen.

Der Betrieb von Elektrizitätsunternehmen [Verweis Ausführungsgesetze LandesEIWOG] ist entsprechend § 2 Abs. 1 Z.20 GewO 1994 [13] grundsätzlich vom Gewerberecht ausgenommen. Nicht zum Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens gehört allerdings die gewerbsmäßige Abgabe von Wärme. Die frühere Ausnahmeregelung entsprechend GewO 1994 [13] in §2 Abs.1 Z.4 lit. h über die Nichtanwendbarkeit der GewO im Falle einer Erzeugung und Lieferung von Wärme aus Biomasse mit einer Brennstoffwärmeleistung bis zu 4 MW_{Br} etc. wurde mit BGBl. I Nr. 111/2002 [14] aufgehoben.

Darüber hinaus sind Anlagen zur Stromerzeugung entsprechend §74 Abs.5 GewO 1994 auch dann von einer gewerberechtl. Genehmigung ausgenommen, wenn sie nach anderen bundesrechtlichen Vorschriften (z.B. Eisenbahn-, Bergbaurecht u.a.) für derartige Anlagen zu bewilligen sind.

GewO §74 Z5

Anlagen zur Erzeugung elektrischen Stroms, die auch der mit dieser Tätigkeit in wirtschaftlichem und fachlichem Zusammenhang stehenden Gewinnung und Abgabe von Wärme dienen, bedürfen keiner Genehmigung gemäß Abs. 2, wenn sie nach anderen bundesrechtlichen Vorschriften für derartige Anlagen bewilligt sind und der Charakter der Anlage als Stromerzeugungsanlage gewahrt bleibt.

In diesem Zusammenhang sei auf Kapitel 5.5, auf eine beispielhafte Aufstellung von Unterlagen, welche zur Anlagenbewilligung notwendig sein können, verwiesen.

4.2 Genehmigungsverfahren nach Elektrizitätsrecht

Anlagen zur Stromerzeugung sind entsprechend den verschiedenen Landes-EIWOGs ab einer gewissen installierten Engpassleistung genehmigungspflichtig. Gemäß §12 Abs. 1 EIWOG sind für die Errichtung und die Inbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen in den Ausführungsgesetzen Genehmigungskriterien festzulegen, von denen in bestimmten Fällen Ausnahmen (§12 Abs. 2 EIWOG) zu gewähren sind.

Im Folgenden wird speziell auf die Kriterien des vereinfachten Genehmigungsverfahrens eingegangen – die Bestimmungen sind den entsprechenden Landes-EIWOGs zu entnehmen.

In §12 Abs. 2 Bundes-EIWOG [15] - wird bestimmt, dass die Ausführungsgesetze ein „vereinfachtes Verfahren“ oder eine „Anzeigepflicht“ für Stromerzeugungsanlagen bis zu einer bestimmten Leistung, die elektrische Energie aus erneuerbaren Energien oder Abfällen erzeugen, oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten, erlassen können. Als Behörden im Sinne der jeweiligen Gesetze gelten Landesregierungen oder Bezirksverwaltungsbehörden. Die erforderlichen Unterlagen für die elektrizitätsrechtliche Genehmigung sind im konkreten Fall mit der zuständigen Behörde abzuklären.

In den folgenden Unterkapiteln sind die entsprechenden Bestimmungen der Landesgesetze über das Standard- sowie das vereinfachte Verfahren zusammengestellt.

4.2.1.1 Elektrizitätsrechtliches Verfahren im Burgenland

4.2.1.1.1 Standard-Genehmigungsverfahren

§5 [17] regelt die Genehmigungspflicht wie folgt:

§ 5

Genehmigungspflicht

(1) Unbeschadet der nach anderen Vorschriften erforderlichen Genehmigungen oder Bewilligungen bedarf die Errichtung, wesentliche Änderung und der Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer installierten Engpassleistung von mehr als 10 kW, soweit sich aus den Abs. 2, 3 oder 4 nichts anderes ergibt, nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen einer Elektrizitätsrechtlichen Genehmigung (Anlagengenehmigung).

(2) Erzeugungsanlagen, für deren Errichtung und Betrieb eine Genehmigung oder Bewilligung nach abfall-, berg-, gewerbe-, verkehrs- oder fernmelderechtlichen Vorschriften erforderlich ist, unterliegen nicht dem Hauptstück II.

(3) Die Aufstellung, Bereithaltung und der Betrieb von mobilen Erzeugungsanlagen oder von Erzeugungsanlagen, die zur Aufrechterhaltung der Versorgung oder der Reserveversorgung eingesetzt werden (Notstromaggregate), unterliegen nicht der Genehmigungspflicht gemäß Abs. 1.

(4) Die Aufstellung, Bereithaltung und der Betrieb von mobilen Erzeugungsanlagen sind der Behörde schriftlich anzuzeigen. Dieser Anzeige sind anzuschließen:

1. ein technischer Bericht mit Angaben über Zweck, Umfang,

Betriebsweise und technische Ausführung der Erzeugungsanlage (insbesondere über Primärenergien, Energieumwandlung und Spannung);

2. die Zustimmung der Eigentümer der Grundstücke, auf denen die Erzeugungsanlage aufgestellt werden soll;

3. ein Plan, aus welchem der Standort der Erzeugungsanlage ersichtlich ist;

4. eine Beschreibung und Beurteilung der voraussichtlichen Gefährdungen oder Belästigungen im Sinne des § 11 Abs. 1;

5. eine Beschreibung der Maßnahmen, mit denen Gefährdungen oder Belästigungen im Sinne des § 11 Abs. 1 beseitigt, verringert oder ausgeglichen werden sollen.

Wird die Inbetriebnahme innerhalb von vier Wochen ab dem Einlangen der Anzeige nicht untersagt, so gilt der Betrieb im angezeigten Umfang als genehmigt. Die Behörde (§ 75 Abs. 3) hat die Aufstellung und Inbetriebnahme mit Bescheid zu untersagen, sofern durch den Betrieb der Anlage oder durch die Lagerung von Betriebsmitteln oder durch Emissionen und dergleichen eine Gefährdung des Lebens oder der Gesundheit von Menschen oder eine Gefährdung des Eigentums oder sonstiger dinglicher Rechte nicht ausgeschlossen ist und Belästigungen von Nachbarn (§ 9) durch Geruch, Lärm, Erschütterung, Wärme, Schwingungen und dergleichen nicht auf ein zumutbares Maß beschränkt bleiben. § 11 Abs. 3 gilt sinngemäß.

(5) Erzeugungsanlagen, die auch der mit dieser Tätigkeit in wirtschaftlichem und fachlichem Zusammenhang stehenden Gewinnung und Abgabe von Wärme dienen, unterliegen nicht dem Hauptstück II, wenn für diese Erzeugungsanlagen eine Genehmigungspflicht nach der Gewerbeordnung 1994 besteht.

(6) Im Zweifel hat die Behörde auf Antrag mit Bescheid festzustellen, ob eine Änderung im Sinne des Abs. 1 einer Genehmigung bedarf. Wesentlich sind insbesondere Änderungen des Zwecks, der Betriebsweise oder des Umfangs der Erzeugungsanlage wie etwa die Erhöhung der elektrischen Engpassleistung oder der verwendeten Energien. Bei Erzeugungsanlagen im Sinne der IPPC-Richtlinie (§ 2 Z 18) liegt eine wesentliche Änderung auch vor, wenn sie erhebliche nachteilige Auswirkungen auf die Menschen oder auf die Umwelt

haben kann.

(7) Weist eine nach Abs. 2 genehmigte oder bewilligte Erzeugungsanlage nicht mehr den Charakter einer abfall-, berg-, gewerbe-, verkehrs- oder fernmelderechtlichen Anlage auf, so hat dies der Betreiber der Anlage der nunmehr zur Genehmigung zuständigen Behörde anzuzeigen. Ab dem Einlangen dieser Anzeige gilt die Genehmigung oder Bewilligung gemäß Abs. 2 als Genehmigung nach diesem Gesetz.

4.2.1.1.2 Vereinfachtes Genehmigungsverfahren

§7 [17] regelt die vereinfachten Verfahren wie folgt:

§ 7

Vereinfachtes Verfahren

(1) Ergibt sich aus dem Genehmigungsantrag und dessen

Unterlagen, dass die Erzeugungsanlage

- 1. mit Biomasse, Biogas oder geothermischer Energie betrieben wird oder es sich um eine Kraftwärmekopplungsanlage (§ 2 Abs. 1 Z 22) handelt und die installierte Engpassleistung höchstens 200 KW beträgt,*
- 2. mit Wind betrieben wird und die Leistung höchstens 1 MW beträgt oder die Anlage nicht mehr als 2 Konverter aufweist,*
- 3. mit Hilfe der Halbleitertechnik Sonnenlicht direkt in Energie umwandelt und die Gesamtfläche der Solarzellen nicht mehr als 500 m² beträgt oder*
- 4. mit fossiler Energie betrieben wird und die installierte Engpassleistung höchstens 200 KW beträgt, so hat - sofern das Errichten oder der Betrieb im vorgesehenen Standort durch landesrechtliche Vorschriften nicht verboten ist - die Behörde das Projekt durch Anschlag in der Standortgemeinde mit dem Hinweis bekannt zu geben, dass die Projektunterlagen innerhalb eines bestimmten, vier Wochen nicht überschreitenden Zeitraumes bei der Standortgemeinde zur*

Einsichtnahme aufliegen und dass Nachbarn innerhalb dieses Zeitraumes von ihrem Anhörungsrecht Gebrauch machen können; nach Ablauf der im Anschlag angeführten Frist hat die Behörde unter Bedachtnahme auf die eingelangten Äußerungen der Nachbarn die die Anwendung des vereinfachten Verfahrens begründende Beschaffenheit der Anlage mit Bescheid festzustellen und erforderlichenfalls Aufträge zum Schutz der gemäß § 11 Abs. 1 wahrzunehmenden Interessen zu erteilen; dieser Bescheid gilt als Genehmigungsbescheid für die Erzeugungsanlage. Die Behörde hat diesen Bescheid binnen drei Monaten nach Einlangen des Antrages und der erforderlichen Unterlagen zum Antrag zu erlassen. Können auch durch Aufträge die gemäß § 11 Abs. 1 wahrzunehmenden Interessen nicht hinreichend geschützt werden, ist der Antrag abzuweisen.

(2) Den Eigentümern der unmittelbar angrenzenden Grundstücke, die in einem Abstand von nicht mehr als 500 m von der Anlage liegen, den im § 8 Abs. 4 genannten Netzbetreibern und den im § 10 Abs. 1 Z 1 und 2 genannten Personen ist der Inhalt des Anschlags nachweislich schriftlich zur Kenntnis zu bringen. § 8 Abs. 1 letzter Satz gilt sinngemäß.

(3) Genehmigungspflichtige Änderungen einer Erzeugungsanlage gemäß Abs. 1 sind dem vereinfachten Verfahren zu unterziehen, wenn auch für die durch die Änderung entstehende Anlage ein vereinfachtes Verfahren zulässig ist.

(4) Die im § 10 Abs. 1 Z 1 und 2 genannten Personen haben im vereinfachten Verfahren Parteistellung.

4.2.1.1.3 Antragsunterlagen

§6 [17] regelt die einzureichenden Antragsunterlagen wie folgt:

§ 6
Antragsunterlagen

(1) Die Erteilung der elektrizitätsrechtlichen Genehmigung ist bei der Behörde schriftlich zu beantragen.

(2) Dem Antrag sind folgende Unterlagen in zweifacher Ausfertigung anzuschließen:

1. ein technischer Bericht mit Angaben über Zweck, Umfang, Betriebsweise und technische Ausführung der geplanten Erzeugungsanlage (insbesondere über Primärenergien, Energieumwandlung, elektrische Engpassleistung und Spannung);
2. ein Plan, aus welchem der Standort der Erzeugungsanlage und die unmittelbar betroffenen Grundstücke, die für die Errichtung, Erweiterung oder wesentliche Änderung der Erzeugungsanlage in Anspruch genommen werden, mit ihren Grundstücksnummern ersichtlich sind;
3. ein Verzeichnis der von der Erzeugungsanlage berührten fremden Anlagen, wie Eisenbahnen, Versorgungsleitungen und dergleichen, mit Namen und Anschrift der Eigentümer;
4. die sich aus dem zum Zeitpunkt der Antragstellung aktuellen Grundbuchstand ergebenden Namen und Anschriften der Eigentümer der Grundstücke, auf welchen die Erzeugungsanlage errichtet werden soll, einschließlich der dinglich Berechtigten mit Ausnahme der Hypothekargläubiger, und der Eigentümer der unmittelbar angrenzenden Grundstücke; wenn diese Eigentümer Wohnungseigentümer im Sinne des Wohnungseigentumsgesetzes 1975 sind, die Namen und Anschriften des jeweiligen Verwalters (§ 17 WEG 1975);
5. ein Ausschnitt aus dem rechtskräftigen Flächenwidmungsplan, aus welchem die Widmung der von der Erzeugungsanlage betroffenen und der an die Anlage unmittelbar angrenzenden Grundstücke ersichtlich sind;
6. ein Verzeichnis allfälliger Bergbaugebiete, in denen die Erzeugungsanlage liegt oder zu liegen kommt, samt Namen und Anschrift der Bergbauberechtigten;
7. eine Beschreibung und Beurteilung der voraussichtlichen Gefährdungen und Belästigungen im Sinne des § 11 Abs. 1;
8. eine Beschreibung der Maßnahmen, mit denen Gefährdungen oder Belästigungen des Vorhabens beseitigt, verringert oder ausgeglichen werden sollen;
9. eine Beschreibung, auf welche Art und Weise die bei der Erzeugung zum Einsatz gelangenden Energien effizient genutzt werden sollen.

(3) Soweit nicht bereits nach Abs. 1 erforderlich, hat ein Genehmigungsantrag oder ein Antrag um Genehmigung einer wesentlichen Änderung für eine Erzeugungsanlage im Sinne der IPPC-Richtlinie (§ 2 Z 18) folgende Angaben zu enthalten:

1. die in der Anlage zur Verwendung gelangenden Stoffe und Energien;
2. den Zustand des Anlagengeländes;
3. die Quellen der Emissionen aus der Erzeugungsanlage;
4. Art und Menge der vorhersehbaren Emissionen aus der Erzeugungsanlage;
5. die zu erwartenden erheblichen Auswirkungen der Emissionen auf die Umwelt;
6. die Maßnahmen zur Überwachung der Emissionen;
7. die Maßnahmen zur Vermeidung oder, sofern dies nicht möglich ist, Verminderung der Emissionen;
8. sonstige Maßnahmen zur Erfüllung der Voraussetzungen gemäß § 14 Abs. 1;
9. eine allgemein verständliche Zusammenfassung der vorstehenden Angaben.

(4) Die Behörde hat von der Beibringung einzelner im Abs. 2 angeführter Unterlagen abzusehen, wenn diese für das Genehmigungsverfahren entbehrlich sind.

(5) Die Behörde hat die Vorlage zusätzlicher Ausfertigungen aller oder einzelner nach Abs. 2 oder 3 erforderlichen Unterlagen oder Angaben zu verlangen, wenn dies zur Beurteilung durch sonstige öffentliche Dienststellen oder zur Begutachtung durch Sachverständige notwendig ist.

Als Behörde im Sinn des Gesetzes gilt die Landesregierung.

4.2.1.2 Elektrizitätsrechtliches Verfahren in Kärnten

4.2.1.2.1 Genehmigungspflicht und Standard-Genehmigungsverfahren

§6 [18] regelt die Genehmigungspflicht wie folgt:

§ 6

Genehmigungspflicht

(1) Die Errichtung und der Betrieb einer Elektrizitätserzeugungsanlage mit einer Leistung von mehr als 10 kW bedürfen unbeschadet der nach anderen Rechtsvorschriften erforderlichen Bewilligungen einer Elektrizitätswirtschaftsrechtlichen Genehmigung.

(2) Die Elektrizitätswirtschaftsrechtliche Genehmigungspflicht besteht nicht

- a) für die Errichtung und den Betrieb von Elektrizitätserzeugungsanlagen, deren Errichtung und Betrieb einer Bewilligung nach abfallrechtlichen, eisenbahnrechtlichen, gewerberechtlichen, luftfahrtrechtlichen, bergrechtlichen oder schiffahrtsrechtlichen Vorschriften bedarf, und
- b) für die Aufstellung und den Betrieb mobiler Elektrizitätserzeugungsanlagen.

(3) Die Änderung einer genehmigten Elektrizitätserzeugungsanlage bedarf neben den nach anderen Rechtsvorschriften erforderlichen Bewilligungen einer Elektrizitätswirtschaftsrechtlichen Genehmigung, wenn sich dadurch zusätzliche Gefährdungen oder Belästigungen im Sinne des § 10 Abs 1 lit a ergeben können. Die Genehmigungspflicht bezieht sich auch auf bereits genehmigte Elektrizitätsanlagen oder -anlagenteile, soweit sich die Änderungen auf sie auswirken.

(4) Verliert eine nach den in Abs 2 lit a angeführten Rechtsvorschriften bewilligte Elektrizitätserzeugungsanlage ihren Charakter als abfallrechtliche, eisenbahnrechtliche, gewerberechtliche, luftfahrtrechtliche, bergrechtliche oder schiffahrtsrechtliche Anlage, so hat der Betreiber der Anlage dies der nach diesem Gesetz zuständigen Behörde anzuzeigen. Stellt die Behörde mit schriftlichem Bescheid fest, daß die Elektrizitätserzeugungsanlage die Voraussetzungen nach § 10 erfüllt, gilt die Bewilligung nach den angeführten Rechtsvorschriften als Genehmigung der Elektrizitätserzeugungsanlage nach diesem Gesetz.

4.2.1.2.2 Vereinfachtes Genehmigungsverfahren

§9 [18] regelt die vereinfachten Verfahren wie folgt:

§ 9

Vereinfachtes Verfahren

(1) Elektrizitätserzeugungsanlagen,
a) die ausschließlich zur Notstromversorgung bestimmt sind oder
b) deren Leistung höchstens 500 kW beträgt,
sind Elektrizitätswirtschaftsrechtlich in einem vereinfachten Verfahren zu genehmigen.

(2) Die Behörde hat das Projekt durch Anschlag in der Gemeinde (§ 41 AVG) mit dem Hinweis bekanntzugeben, daß die Projektunterlagen innerhalb eines bestimmten, vier Wochen nicht überschreitenden Zeitraumes bei der Behörde zur Einsichtnahme aufliegen und daß die Nachbarn innerhalb dieses Zeitraumes Einwendungen im Sinne des § 10 Abs 1 lit a erheben können. Nach Ablauf des im Anschlag angeführten Zeitraumes hat die Behörde unter Bedachtnahme auf die eingelangten Einwendungen der Nachbarn mit Bescheid festzustellen, daß es sich bei dem Projekt um eine

Elektrizitätserzeugungsanlage nach Abs 1 lit a oder b handelt, und gegebenenfalls die erforderlichen Auflagen zum Schutz der nach § 10 Abs 1 wahrzunehmenden Interessen vorzuschreiben. Können durch Auflagen die nach § 10 Abs 1 wahrzunehmenden Interessen nicht ausreichend gewahrt werden, ist der Antrag auf Erteilung der Elektrizitätswirtschaftsrechtlichen Genehmigung im Rahmen des vereinfachten Verfahrens mit schriftlichem Bescheid abzuweisen.

(3) Der Bescheid nach Abs 2 zweiter Satz gilt als Genehmigungsbescheid für die Elektrizitätserzeugungsanlage.

(4) Änderungen einer genehmigten Elektrizitätserzeugungsanlage sind im Rahmen des vereinfachten Verfahrens zu genehmigen, wenn die Elektrizitätserzeugungsanlage einschließlich der geplanten Änderungen die Voraussetzungen nach Abs 1 lit a oder b erfüllt.

4.2.1.2.3 Antragsunterlagen

§7 [18] regelt die einzureichenden Antragsunterlagen wie folgt:

§ 7

Antrag auf Erteilung der Elektrizitätswirtschaftsrechtlichen Genehmigung

(1) Die Elektrizitätswirtschaftsrechtliche Genehmigung der Errichtung und des Betriebes einer Elektrizitätserzeugungsanlage ist bei der Behörde schriftlich zu beantragen.

(2) Dem Antrag sind Unterlagen in zweifacher Ausfertigung anzuschließen, die jedenfalls zu umfassen haben:

a) eine technische Beschreibung der Elektrizitätserzeugungsanlage mit Angaben über Zweck, Umfang, Betriebsweise und technische Ausführung der Anlage;

b) Pläne über die Lage, den Umfang und alle wesentlichen Teile der Elektrizitätserzeugungsanlage;

c) einen Übersichtsplan im Katastermaßstab, aus dem der Standort der Elektrizitätserzeugungsanlage und die betroffenen Grundstücke mit ihren Parzellennummern ersichtlich sind;

d) ein Verzeichnis der betroffenen Grundstücke mit Namen und Anschriften der Eigentümer und der an diesen Grundstücken sonst dinglich berechtigten Personen sowie gegebenenfalls des beanspruchten öffentlichen Gutes unter Angabe der zuständigen Verwaltungen;

e) ein Verzeichnis der den betroffenen Grundstücken unmittelbar angrenzenden Grundstücke mit Namen und Anschriften der Eigentümer und der an diesen Grundstücken sonst dinglich berechtigten Personen mit Ausnahme der Hypothekargläubiger;

f) ein Verzeichnis der offenkundig berührten fremden Elektrizitätserzeugungs- und -leitungsanlagen mit Namen und Anschriften der Eigentümer oder der zuständigen Verwaltungen;

g) eine Darstellung der abschätzbaren Gefährdungen und Belästigungen im Sinne des § 10 Abs 1 lit a sowie der sonstigen nachteiligen Umweltauswirkungen;

h) Angaben über die Art der eingesetzten Primärenergieträger und die geplanten Maßnahmen der Energieeffizienz.

(3) Kann aufgrund der dem Antrag auf Elektrizitätswirtschaftsrechtliche Genehmigung anzuschließenden Projektunterlagen eine ausreichende Beurteilung des Projektes nicht vorgenommen werden, darf die Behörde binnen angemessen festzusetzender Frist die Vorlage zusätzlicher Unterlagen verlangen.

(4) Sind einzelne dem Antrag auf Elektrizitätswirtschaftsrechtliche Genehmigung anzuschließende Projektunterlagen für eine ausreichende Beurteilung des Projektes im Rahmen des Genehmigungsverfahrens entbehrlich, darf die Behörde im Einzelfall von der Beibringung dieser Projektunterlagen absehen.

(5) Die Behörde darf die Vorlage zusätzlicher Ausfertigungen aller oder einzelner nach Abs 2 oder Abs 3 erforderlichen Unterlagen verlangen, wenn dies zur Übermittlung an öffentliche Dienststellen oder zur Begutachtung durch

Sachverständige im Rahmen des Genehmigungsverfahrens erforderlich ist.

Als Behörde im Sinn des Gesetzes gilt die jeweils zuständige Bezirksverwaltungsbehörde.

4.2.1.3 Elektrizitätsrechtliches Verfahren in Niederösterreich

4.2.1.3.1 Genehmigungspflicht und Standard-Genehmigungsverfahren

§5 [19] regelt die Genehmigungspflicht wie folgt:

§ 5

Genehmigungspflicht

- (1) Unbeschadet der nach anderen Vorschriften erforderlichen Genehmigungen oder Bewilligungen bedarf die Errichtung, wesentliche Änderung und der Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer Engpassleistung von mehr als 10 Kilowatt (kW), soweit sich aus den Abs. 2, 3 oder 4 nichts anderes ergibt, nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung (Anlagengenehmigung).*
- (2) Erzeugungsanlagen, für deren Errichtung und Betrieb eine Genehmigung oder Bewilligung nach abfall-, berg-, gewerbe-, verkehrs- oder fernmelderechtlichen Vorschriften erforderlich ist, unterliegen nicht dem Hauptstück II.*
- (3) Die Aufstellung, Bereithaltung und der Betrieb von mobilen Erzeugungsanlagen unterliegen nicht der Genehmigungspflicht gemäß Abs. 1.*
- (4) Erzeugungsanlagen, die auch der mit dieser Tätigkeit in wirtschaftlichem und fachlichem Zusammenhang stehenden Gewinnung und Abgabe von Wärme dienen, unterliegen nicht dem Hauptstück II, wenn für diese Erzeugungsanlagen eine Genehmigungspflicht nach der Gewerbeordnung 1994 besteht.*
- (5) Im Zweifel hat die Behörde auf Antrag mit Bescheid festzustellen, ob eine Änderung im Sinne des Abs. 1 einer Genehmigung bedarf. Wesentlich sind jedenfalls Änderungen der Primärenergien und des Umfangs der Erzeugungsanlage wie etwa die Erhöhung der Engpassleistung. Sonstige Änderungen sind dann wesentlich, wenn sie geeignet sind, größere oder andere Gefährdungen oder Belästigungen herbeizuführen.*
- (6) Weist eine nach Abs. 2 genehmigte oder bewilligte Erzeugungsanlage nicht mehr den Charakter einer abfall-, berg-, gewerbe-, verkehrs- oder fernmelderechtlichen Anlage auf, so hat dies der Betreiber der Anlage der nunmehr zur Genehmigung zuständigen Behörde anzuzeigen. Ab dem Einlangen dieser Anzeige gilt die Genehmigung oder Bewilligung gemäß Abs. 2 als Genehmigung nach diesem Gesetz.*

4.2.1.3.2 Vereinfachtes Genehmigungsverfahren

§7 [19] regelt die vereinfachten Verfahren wie folgt:

§ 7

Vereinfachtes Verfahren

- (1) Ergibt sich aus dem Genehmigungsantrag und dessen Unterlagen, dass die Erzeugungsanlage*
 - 1. ausschließlich zur Notstromversorgung bestimmt ist,*
 - 2. eine Engpassleistung von höchstens 250 kW ausweist oder*
 - 3. mit Hilfe der Halbleitertechnik Sonnenlicht direkt in elektrische Energie umwandelt und die Gesamtfläche der Solarzellen nicht mehr als 500 m² beträgt,**so hat - sofern das Errichten oder der Betrieb im vorgesehenen Standort durch landesrechtliche Vorschriften nicht verboten ist - die Behörde das Projekt durch Anschlag an der Amtstafel in der Standortgemeinde mit dem Hinweis bekannt zu geben, dass die Projektunterlagen innerhalb eines bestimmten, vier Wochen nicht überschreitenden Zeitraumes bei der Standortgemeinde zur*

Einsichtnahme aufliegen und dass Nachbarn innerhalb dieses Zeitraumes von ihrem Recht Gebrauch machen können, begründete Einwendungen im Sinne des § 11 Abs. 1 Z. 2 und 3 gegen die Erzeugungsanlage bei der Behörde zu erheben; nach Ablauf der im Anschlag angeführten Frist hat die Behörde unter Bedachtnahme auf die eingelangten Einwendungen der Nachbarn die die Anwendung des vereinfachten Verfahrens begründende Beschaffenheit der Anlage mit Bescheid festzustellen und erforderlichenfalls Aufträge zum Schutz der gemäß § 11 Abs. 1 wahrzunehmenden Interessen zu erteilen; dieser Bescheid gilt als Genehmigungsbescheid für die Erzeugungsanlage. Die Behörde hat diesen Bescheid binnen drei Monaten nach Einlangen des Antrages und der erforderlichen Unterlagen zum Antrag zu erlassen. Können auch durch Aufträge die gemäß § 11 Abs. 1 wahrzunehmenden Interessen nicht hinreichend geschützt werden, ist der Antrag abzuweisen.

- (2) *Den Eigentümern der unmittelbar angrenzenden Grundstücke, die in einem Abstand von nicht mehr als 500 m von der Anlage liegen, den im § 8 Abs. 4 genannten Netzbetreibern und den im § 10 Z. 2, 4 und 5 genannten Personen ist der Inhalt des Anschlags nachweislich schriftlich zur Kenntnis zu bringen. § 8 Abs. 1 vierter Satz gilt sinngemäß.*
- (3) *Genehmigungspflichtige Änderungen einer Erzeugungsanlage gemäß Abs. 1 sind dem vereinfachten Verfahren zu unterziehen, wenn auch für die durch die Änderung entstehende Anlage ein vereinfachtes Verfahren zulässig ist.*

4.2.1.3.3 Antragsunterlagen

§6 [19] regelt die einzureichenden Antragsunterlagen wie folgt:

§ 6

Antragsunterlagen

- (1) *Die Erteilung der elektrizitätsrechtlichen Genehmigung ist bei der Behörde schriftlich zu beantragen.*
- (2) *Dem Antrag sind folgende Unterlagen, erstellt von einem nach den berufsrechtlichen Vorschriften hierzu Befugten, in zweifacher Ausfertigung anzuschließen:*
1. *ein technischer Bericht mit Angaben über Zweck, Umfang, Betriebsweise und technische Ausführung der geplanten Erzeugungsanlage; insbesondere über Primärenergien, Energieumwandlung, Engpassleistung und Spannung; Pläne über die Ausführung,*
 2. *ein Plan, aus welchem der Standort der Erzeugungsanlage und die betroffenen Grundstücke mit ihren Grundstücksnummern ersichtlich sind,*
 3. *ein Verzeichnis der von der Erzeugungsanlage berührten fremden Anlagen, wie Eisenbahnen, Versorgungsleitungen und dergleichen, mit Namen und Anschrift der Eigentümer,*
 4. *die sich aus dem zum Zeitpunkt der Antragstellung aktuellen Grundbuchstand ergebenden Namen und Anschriften der Eigentümer der Grundstücke, auf welchen die Erzeugungsanlage errichtet werden soll, einschließlich der dinglich Berechtigten mit Ausnahme der Hypothekargläubiger, und der Eigentümer der unmittelbar angrenzenden Grundstücke, die in einem Abstand von nicht mehr als 500 m von der Anlage liegen; wenn diese Eigentümer Wohnungseigentümer im Sinne des Wohnungseigentumsgesetzes 1975 sind, die Namen und Anschriften des jeweiligen Verwalters (§ 17 WEG 1975),*
 5. *ein Ausschnitt aus dem rechtskräftigen Flächenwidmungsplan, aus welchem die Widmung der von der Erzeugungsanlage betroffenen und der an die Anlage unmittelbar angrenzenden Grundstücke ersichtlich ist,*
 6. *ein Verzeichnis allfälliger Bergbauegebiete, in denen die Erzeugungsanlage liegt oder zu liegen kommt, samt Namen und Anschrift der Bergbauberechtigten,*
 7. *eine Begründung für die Wahl des Standortes unter Berücksichtigung der tatsächlichen örtlichen Verhältnisse,*
 8. *eine Beschreibung und Beurteilung der voraussichtlichen Gefährdungen und Belästigungen im Sinne des § 11 Abs. 1,*
 9. *eine Beschreibung der Maßnahmen, mit denen Gefährdungen oder Belästigungen des Vorhabens beseitigt, verringert oder ausgeglichen werden sollen,*
 10. *eine Beschreibung, auf welche Art und Weise die bei der Erzeugung zum Einsatz gelangenden Energien effizient genutzt und auf welche*

Art und Weise Rückstände verwertet, gelagert oder entsorgt werden sollen.

- (3) *Die Behörde kann von der Beibringung einzelner im Abs. 2 angeführter Unterlagen absehen, wenn diese für das Genehmigungsverfahren entbehrlich sind. Sie kann die Beibringung weiterer Unterlagen verlangen, wenn diese für die Beurteilung des Vorhabens im Genehmigungsverfahren erforderlich sind.*
- (4) *Die Behörde kann die Vorlage zusätzlicher Ausfertigungen aller oder einzelner nach Abs. 2 oder 3 erforderlichen Unterlagen oder Angaben verlangen, wenn dies zur Beurteilung durch sonstige öffentliche Dienststellen oder zur Begutachtung durch Sachverständige notwendig ist.*

Als Behörde im Sinn des Gesetzes gilt die Landesregierung.

4.2.1.4 Elektrizitätsrechtliches Verfahren in Oberösterreich

4.2.1.4.1 Genehmigungspflicht und Standard-Genehmigungsverfahren

§6 [20] regelt die Genehmigungspflicht wie folgt:

§ 6

Bewilligungspflicht

(1) Die Errichtung, wesentliche Änderung und der Betrieb von Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Engpassleistung von 10 kW und darüber bedürfen einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung.

(2) Die Errichtung, wesentliche Änderung und der Betrieb von Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Engpassleistung von 10 bis 200 kW, die elektrische Energie aus erneuerbaren Energien oder Abfällen erzeugen oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten, bedürfen einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung, für die ein vereinfachtes Verfahren durchzuführen ist.

(3) Keiner elektrizitätsrechtlichen Bewilligung nach Abs. 1 und 2 bedürfen:

- 1. Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Engpassleistung unter 10 kW;*
- 2. mobile Stromerzeugungsanlagen für die Dauer einer Reserveversorgung;*
- 3. Stromerzeugungsanlagen, die bergrechtlichen, eisenbahnrechtlichen oder gewerberechtlichen Vorschriften unterliegen.*

(4) Wesentlich ist eine Änderung insbesondere dann, wenn sie geeignet ist, erhebliche Gefährdungen oder Belästigungen von Menschen oder Beeinträchtigungen der öffentlichen Interessen gemäß § 12 Abs. 1 Z. 1 herbeizuführen. Erforderlichenfalls hat die Behörde auf Antrag oder von Amts wegen mit Bescheid festzustellen, ob eine Änderung einer Bewilligung bedarf.

(5) Bescheide, die die Verweigerung der Genehmigung einer Errichtung oder Inbetriebnahme einer Stromerzeugungsanlage zum Gegenstand haben, sind gemäß § 12 Abs. 3 EIWOG dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit zu übermitteln, das diese Verweigerung unter Anführung der Gründe der Kommission der Europäischen Union mitzuteilen hat.

§ 10

Bewilligungsverfahren

(1) Bei Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Engpassleistung von mehr als 200 kW ist eine mündliche Verhandlung durchzuführen. Dazu sind jedenfalls persönlich zu laden:

- 1. die im § 8 Z. 1 und 3 bis 6 genannten Parteien;*
- 2. die Eigentümer der Grundstücke, die an das Grundstück, auf dem die Stromerzeugungsanlage errichtet, betrieben oder wesentlich geändert wird, unmittelbar angrenzen.*

(2) Die Ladung kann auch für bekannte Beteiligte durch Anschlag der Kundmachung in den betroffenen Häusern an einer den

Hausbewohnern zugänglichen Stelle (Hausflur) erfolgen; die Eigentümer der betroffenen Häuser haben derartige Anschläge in ihren Häusern zu dulden.

(3) Werden von Nachbarn privatrechtliche Einwendungen gegen die Stromerzeugungsanlage vorgebracht, hat die Behörde auf eine Einigung hinzuwirken; eine herbeigeführte Einigung ist in der Niederschrift über die Verhandlung zu beurkunden. Im Übrigen ist der Nachbar mit solchen Vorbringen auf den Zivilrechtsweg zu verweisen.

(4) Die Standortgemeinde kann - ungeachtet einer allfälligen Parteistellung als Träger von Privatrechten - Einwendungen in Bezug auf ihre im eigenen Wirkungsbereich zukommenden Angelegenheiten der Gesundheitspolizei, des Umweltschutzes, des Baurechts oder der Raumplanung vorbringen.

(5) Der Betreiber des Verteilernetzes gemäß § 8 Z. 6 kann Einwendungen nur hinsichtlich technischer Auswirkungen auf das Verteilernetz vorbringen.

4.2.1.4.2 Vereinfachtes Genehmigungsverfahren

§7 [20] regelt die vereinfachten Verfahren wie folgt:

§ 11 Vereinfachtes Verfahren

(1) Bei Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Engpassleistung von 10 bis 200 kW, die elektrische Energie aus erneuerbaren Energien oder Abfällen erzeugen oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten, ist, sofern nicht § 13 Abs. 2 zur Anwendung kommt, ein vereinfachtes Verfahren nach Maßgabe der nachstehenden Absätze durchzuführen.

(2) Neben den gemäß § 7 vorzulegenden Unterlagen ist es erforderlich, dass die Eigentümer des unmittelbar betroffenen Grundstücks sowie die Eigentümer jener Grundstücke, die vom unmittelbar betroffenen Grundstück höchstens 50 Meter entfernt sind, durch ihre Unterschrift auf dem erstellten Projektplan erklären, gegen die Errichtung (wesentliche Änderung) bzw. den Betrieb der Stromerzeugungsanlage keine Einwendungen zu erheben. Können diese Zustimmungserklärungen nicht beigebracht werden, ist das Bewilligungsverfahren gemäß § 10 mit der Maßgabe einzuleiten, dass Parteistellung lediglich den in diesem Absatz Genannten zukommt.

(3) Der Standortgemeinde ist Gelegenheit zur Stellungnahme innerhalb eines drei Wochen nicht überschreitenden Zeitraums zu geben.

(4) Durch eine Erklärung gemäß Abs. 2 oder eine Stellungnahme gemäß Abs. 3 wird eine Parteistellung der Eigentümer der Grundstücke und der Standortgemeinde nicht begründet.

(5) Eine mündliche Verhandlung ist dann durchzuführen, wenn es der Einfachheit, Schnelligkeit und Zweckmäßigkeit des Verfahrens dient.

(6) Nach Ablauf der gemäß Abs. 3 festgesetzten Frist hat die Behörde unter Bedachtnahme auf eine etwaige Stellungnahme mit Bescheid festzustellen, ob die Voraussetzungen des vereinfachten Verfahrens vorliegen. Erforderlichenfalls sind Auflagen zum Schutz der gemäß § 12 Abs. 1 wahrzunehmenden Interessen vorzuschreiben. Dieser Bescheid gilt als Bewilligungsbescheid für die Stromerzeugungsanlage.

(7) Das Verfahren ist binnen zwei Monaten nach Einlangen des vollständigen Antrags (einschließlich der Zustimmungserklärungen gemäß Abs. 2) abzuschließen. Können auch durch Auflagen die gemäß § 12 Abs. 1 wahrzunehmenden Interessen nicht hinreichend geschützt werden, ist die Errichtung, wesentliche Änderung oder der Betrieb der Stromerzeugungsanlage zu untersagen.

4.2.1.4.3 Antragsunterlagen

§7 [20] regelt die einzureichenden Antragsunterlagen wie folgt:

§ 7
Antrag

- (1) Der Antrag auf Erteilung einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung ist schriftlich einzubringen. Dem Antrag ist ein von einer fachkundigen Person erstelltes Projekt in dreifacher Ausfertigung anzuschließen, das jedenfalls zu enthalten hat:
1. eine technische Beschreibung mit Angaben über Standort, Zweck, Umfang, Betriebsweise und technische Ausführung der Stromerzeugungsanlage (einschließlich der Sicherheit der elektrischen Systeme, Anlagen und zugehörigen Ausrüstungen);
 2. einen Übersichtsplan, einen Katasterplan, aus dem der Standort der Stromerzeugungsanlage und die betroffenen Grundstücke mit ihren Parzellennummern ersichtlich sind, sowie eine Kopie des betreffenden Auszugs aus dem Flächenwidmungsplan;
 3. Lagepläne über Standort, Umfang und alle wesentlichen Teile der Stromerzeugungsanlage sowie über die Abstände von den öffentlichen Verkehrsflächen und den übrigen Nachbargrundstücken;
 4. Schnitte der Gesamtanlage und der wesentlichen Anlagenteile;
 5. die Namen und Anschriften der Eigentümer der Grundstücke, auf denen die Stromerzeugungsanlage errichtet oder wesentlich geändert werden soll, sowie der Eigentümer der an diese Grundstücke unmittelbar angrenzenden Grundstücke;
 6. eine Darlegung der zu erwartenden Immissionen und Umweltauswirkungen;
 7. Angaben über die Art der eingesetzten Primärenergieträger und die Maßnahmen der Energieeffizienz;
 8. eine Stellungnahme des jeweiligen Netzbetreibers, in dessen Netz die Anlage einspeist.

(2) Die Behörde kann im Einzelfall die Vorlage weiterer Unterlagen anordnen, wenn die nach Abs. 1 anzuschließenden Unterlagen zur Beurteilung des Vorhabens nicht ausreichen. Sie kann aber auch von der Beibringung einzelner im Abs. 1 angeführter Angaben oder Unterlagen absehen, soweit diese für das Bewilligungsverfahren entbehrlich sind.

Als Behörde im Sinn des Gesetzes gilt die Landesregierung.

4.2.1.5 Elektrizitätsrechtliches Verfahren in Salzburg

4.2.1.5.1 Genehmigungspflicht und Standard-Genehmigungsverfahren

§45 [21] regelt die Genehmigungspflicht wie folgt:

§ 45

(1) Unbeschadet der nach anderen Vorschriften erforderlichen Bewilligungen undgl bedarf die Errichtung oder Erweiterung einer Erzeugungsanlage mit einer installierten Leistung von mehr als 200 kW einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung. Für die Erteilung der Bewilligung ist die Landesregierung, bei Wasserkraftanlagen bis zu einer Leistung von 500 kW die Bezirksverwaltungsbehörde zuständig.

(2) Die geplante Errichtung oder Erweiterung von Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 kW und höchstens 200 kW ist der Landesregierung, bei Wasserkraftanlagen der Bezirksverwaltungsbehörde, unter Anschluss der erforderlichen Unterlagen (§ 46) rechtzeitig vor Beginn der Ausführung anzuzeigen. Wird die Anzeige nicht

innerhalb von drei Monaten nach ihrem Einlangen zurückgewiesen, gelten die angezeigten Anlagen als bewilligt. Die Zurückweisung ist auszusprechen, wenn ohne Durchführung eines Verfahrens gemäß § 48 nicht mit Sicherheit feststellbar ist, dass die zu einer Bewilligung erforderlichen Voraussetzungen gegeben sind.

(3) Die Bewilligungs- und Anzeigepflichten gelten nicht für Anlagen, die Teil einer nach der Gewerbeordnung 1994, dem Abfallwirtschaftsgesetz, dem Salzburger Abfallwirtschaftsgesetz oder dem Mineralrohstoffgesetz bewilligungs- oder anzeigepflichtigen Betriebsanlage sind.

(4) Von der Bewilligungs- und Anzeigepflicht sind weiters nicht stationäre Erzeugungsanlagen für eine vorgesehene Bestandsdauer von längstens sechs Monaten am selben Standort und Notstromanlagen ausgenommen.

(5) Die Abs 1 und 2 gelten auch für wesentliche Änderungen von Erzeugungsanlagen.

(6) Soweit Bestimmungen dieses Abschnitts auf die Landesregierung Bezug nehmen, tritt für solche Wasserkraftanlagen an die Stelle der Landesregierung die Bezirksverwaltungsbehörde.

4.2.1.5.2 Vereinfachtes Genehmigungsverfahren

In [21] gibt es keine explizite Regelung für ein vereinfachtes Verfahren. Anlagen unter 200 kW_{el} sind von einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung ausgenommen – es besteht lediglich eine Anzeigepflicht (§45 Abs. 2 Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999 idF. 2001 [21])

4.2.1.5.3 Antragsunterlagen

§46 [21] regelt die einzureichenden Antragsunterlagen wie folgt:

§ 46

- (1) Dem Ansuchen um Erteilung der Bewilligung sind folgende Beilagen anzuschließen:*
- a) ein technischer Bericht mit Angaben über Bezeichnung, Standort, Zweck, Umfang, Betriebsweise und technische Ausführung der geplanten Erzeugungsanlage, insbesondere über Antriebsart, Leistungsausmaß, Stromart, Frequenz und Maschinenspannung;*
 - b) die entsprechenden Bau- und Schaltpläne;*
 - c) eine Kopie der Katastralmappe, aus der ersichtlich sind*
 - aa) der Standort der Erzeugungsanlage einschließlich den Nebenanlagen,*
 - bb) die betroffenen Grundstücke mit ihren Parzellennummern,*
 - cc) die Ausweisungen für das betreffende Gebiet im Flächenwidmungsplan und nach den Verhältnissen in der Natur die Bau-, Wald-, Gewässer- und Verkehrsflächen (Straßen, Wege, Eisenbahnen einschließlich Seilbahnen, Seilwege udgl);*
 - d) ein Verzeichnis der durch das Projekt berührten fremden Anlagen mit Namen und Anschriften der Eigentümer oder der zuständigen Verwaltungen;*
 - e) ein Verzeichnis der in Anspruch zu nehmenden Zwangsrechte sowie der davon betroffenen Grundstücke mit Katastral- und Grundbuchsbezeichnung samt Einlagezahl, Namen und Anschriften der grundbücherlichen Eigentümer und der daran sonst dinglich Berechtigten unter kurzer Angabe ihrer Berechtigung sowie des beanspruchten öffentlichen Gutes unter Angabe der zuständigen Verwaltungen.*
- (2) Die im Abs 1 bezeichneten Beilagen sind grundsätzlich dreifach vorzulegen. Wird jedoch durch das Bauvorhaben das Gebiet von mehr als einer Gemeinde berührt, ist für jede weitere*

Gemeinde eine weitere Ausfertigung der Unterlagen vorzulegen, wobei eine Beschränkung auf die für die jeweils in Betracht kommende Gemeinde bedeutungsvollen Unterlagen (zB Planausschnitte, Teilverzeichnisse) vorgenommen werden kann.

(3) Im Einzelfall kann die Landesregierung die Vorlage weiterer Unterlagen, wie zB von Grundbuchsauszügen, Detailplänen bzw -zeichnungen, anordnen, wenn dies zur einwandfreien Beurteilung des Projektes notwendig erscheint. Gleichzeitig wird die Zahl der erforderlichen Ausfertigungen dieser Unterlagen bestimmt.

(4) Die Landesregierung kann von der Beibringung einzelner im Abs 1 angeführter Angaben und Unterlagen absehen, sofern diese für das Bewilligungsverfahren nicht erforderlich sind.

Als Behörde im Sinn des Gesetzes gilt die Landesregierung.

4.2.1.6 Elektrizitätsrechtliches Verfahren in Steiermark

4.2.1.6.1 Genehmigungspflicht und Standard-Genehmigungsverfahren

§5 [22] regelt die Genehmigungspflicht wie folgt:

§ 5 Genehmigungspflicht

(1) Die Errichtung, wesentliche Änderung und der Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer installierten elektrischen Engpassleistung von mehr als 200 Kilowatt bedarf, soweit sich aus Abs. 2 nichts anderes ergibt, nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen dieses Hauptstückes einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung (Anlagengenehmigung).

(2) Der Genehmigungspflicht nach Abs. 1 unterliegen nicht:

- 1. Erzeugungsanlagen, die einer Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß dem UVP-Gesetz, BGBl. Nr. 697/1993 i. d. g. F., zu unterziehen sind oder für deren Errichtung und Betrieb bzw. wesentliche Änderung eine Genehmigung oder Bewilligung nach abfalls-, verkehrs-, berg-, luftreinhalte- oder gewerberechtlichen Vorschriften erforderlich ist;*
- 2. die Aufstellung, Bereithaltung und der Betrieb von mobilen, nicht netzgekoppelten Erzeugungsanlagen, z. B. mobile Notstromaggregate;*
- 3. Erzeugungsanlagen, die auch der mit dieser Tätigkeit in wirtschaftlichem und fachlichem Zusammenhang stehenden Gewinnung und Abgabe von Wärme dienen, wenn für diese Erzeugungsanlagen eine Genehmigungspflicht nach der Gewerbeordnung 1994, BGBl. Nr. 194/1994 in der Fassung BGBl. I Nr. 88/2000, oder dem Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen besteht.*

(3) Wesentliche Änderungen liegen insbesondere dann vor, wenn diese geeignet sind, größere Gefährdungen oder Belästigungen herbeizuführen. Im Zweifel hat die Behörde auf Antrag des Genehmigungswerbers mit Bescheid binnen drei Monaten festzustellen, ob eine Änderung einer Genehmigung bedarf.

(4) Weist eine nach Abs. 2 genehmigte oder bewilligte Erzeugungsanlage nicht mehr den Charakter einer abfalls-, verkehrs-, berg-, luftreinhalte- oder gewerberechtlichen Betriebsanlage auf, so hat dies der Inhaber der Anlage der bisher zuständigen Behörde und der nunmehr für die Genehmigung zuständigen Behörde (§ 67) anzuzeigen. Ab dem Einlangen dieser Anzeige gilt die Genehmigung oder Bewilligung gemäß Abs. 2 als Genehmigung nach diesem Gesetz.

4.2.1.6.2 Vereinfachtes Genehmigungsverfahren

§7 [22] regelt die vereinfachten Verfahren wie folgt:

§ 7 Vereinfachtes Verfahren

(1) Ergibt sich aus dem Genehmigungsantrag und dessen Unterlagen, dass die Erzeugungsanlage

1. ausschließlich zur stationären Notstromversorgung bestimmt ist oder
 2. mit erneuerbarer Energie oder Abfällen betrieben wird oder nach dem Prinzip der Kraftwärmekopplung arbeitet und die installierte elektrische Engpassleistung höchstens 500 kW beträgt, oder
 3. mit Hilfe der Halbleitertechnik Sonnenlicht direkt in elektrische Energie umwandelt und die Gesamtfläche der Solarzellen nicht mehr als 500 m² beträgt oder
 4. mit fossiler Energie betrieben wird und die installierte elektrische Engpassleistung höchstens 500 kW beträgt und der Genehmigungswerber die Durchführung des vereinfachten Verfahrens ausdrücklich verlangt, so hat - sofern das Errichten oder der Betrieb im vorgesehenen Standort durch landesrechtliche Vorschriften nicht verboten ist bzw. im Sinne des § 5 Abs. 2 bis 4 keiner Genehmigung nach diesem Gesetz bedarf - die Behörde das Projekt durch Anschlag in der Standortgemeinde mit dem Hinweis bekannt zu geben, dass die Projektunterlagen innerhalb eines bestimmten, vier Wochen nicht überschreitenden Zeitraumes bei der Standortgemeinde zur Einsichtnahme auflegen und dass Anrainer innerhalb dieses Zeitraumes von ihrem Recht Gebrauch machen können, begründete Einwendungen im Sinne des § 10 Abs. 1 gegen die Erzeugungsanlage erheben zu können; nach Ablauf der im Anschlag angeführten Frist hat die Behörde unter Bedachtnahme auf die eingelangten Einwendungen der Anrainer die die Anwendung des vereinfachten Verfahrens begründete Beschaffenheit der Anlage mit Bescheid festzustellen und erforderlichenfalls Aufträge zum Schutz der gemäß § 10 Abs. 1 wahrzunehmenden Interessen zu erteilen; dieser Bescheid gilt als Genehmigungsbescheid für die Erzeugungsanlage. Die Behörde hat diesen Bescheid binnen drei Monaten nach Einlangen des Antrages und der erforderlichen Unterlagen zum Antrag zu erlassen. Können auch durch Auflagen die gemäß § 10 Abs. 1 wahrzunehmenden Interessen nicht hinreichend geschützt werden, ist der Antrag abzuweisen.
- (2) Den Eigentümern der anrainenden Grundstücke, den örtlichen Netzbetreibern und den im § 9 Z. 2 und 3 genannten Personen ist der Inhalt des Anschlags nachweislich schriftlich zur Kenntnis zu bringen. § 8 Abs. 1 vierter Satz gilt sinngemäß.
- (3) Die im § 9 genannten Personen haben im vereinfachten Verfahren Parteistellung. Die im § 9 Z. 2 und 3 genannten Personen verlieren ihre Parteistellung, wenn sie nicht fristgerecht begründete Einwendungen erheben.
- (4) Genehmigungspflichtige Änderungen einer Erzeugungsanlage gemäß Abs. 1 sind dem vereinfachten Verfahren zu unterziehen, wenn auch für die durch die Änderung entstehende Anlage ein vereinfachtes Verfahren zulässig ist.

4.2.1.6.3 Antragsunterlagen

§6 [22] regelt die einzureichenden Antragsunterlagen wie folgt:

§ 6 Antragsunterlagen

- (1) Die Erteilung der elektrizitätsrechtlichen Genehmigung ist bei der Behörde schriftlich zu beantragen.
- (2) Dem Antrag sind folgende Unterlagen in vierfacher Ausfertigung anzuschließen:
 1. ein technischer Bericht mit Angaben über Zweck, Umfang, Betriebsweise und technische Ausführung der geplanten Erzeugungsanlage; insbesondere über Primärenergien, Energieumwandlung, Stromart, Frequenz und Spannung,
 2. ein Plan, aus welchem der Standort der Erzeugungsanlage, die betroffenen Grundstücke, auf denen die Anlage errichtet werden soll und die Grundstücksnummern ersichtlich sind,
 3. ein Verzeichnis der von der Erzeugungsanlage berührten fremden Anlagen, wie Eisenbahnen, Versorgungsleitungen und dergleichen, mit Namen und Anschriften der Eigentümer,
 4. die sich aus dem zum Zeitpunkt der Antragstellung aktuellen Grundbuchstand ergebenden Namen und Anschriften der Eigentümer der Grundstücke, auf welchen die Erzeugungsanlage errichtet werden soll, einschließlich der dinglich Berechtigten mit Ausnahme der Hypothekargläubiger,
 5. ein Verzeichnis der an die Grundstücke, auf welchen die Stromerzeugungsanlage errichtet werden soll, anrainenden Grundstücke und der jeweiligen Eigentümer dieser anrainenden Grundstücke samt

- Anschriften (nicht älter als drei Monate),*
- 6. ein Verzeichnis allfälliger Bergbaugebiete, in denen die Erzeugungsanlage liegt oder zu liegen kommt, samt Namen und Anschrift der Bergbauberechtigten,*
 - 7. eine Begründung für die Wahl des Standortes unter Berücksichtigung der tatsächlichen örtlichen Verhältnisse,*
 - 8. eine Beschreibung und Beurteilung der voraussichtlichen Gefährdungen und Belästigungen im Sinne des § 10 Abs. 1,*
 - 9. eine Beschreibung der Maßnahmen, mit denen Gefährdungen oder Belästigungen des Vorhabens beseitigt, verringert oder ausgeglichen werden sollen.*
- (3) Wenn die im Abs. 2 angeführten Unterlagen eine ausreichende Beurteilung des Projektes nicht zulassen, sind auf Verlangen der Behörde weitere Unterlagen zu erbringen. Die Behörde kann von der Beibringung einzelner im Abs. 2 angeführter Unterlagen absehen, sofern diese für das Genehmigungsverfahren entbehrlich sind.*
- (4) Auf Verlangen der Behörde sind zusätzliche Ausfertigungen aller oder einzelner nach Abs. 2 oder 3 erforderlichen Unterlagen vorzulegen, wenn dies zur Beurteilung durch sonstige öffentliche Dienststellen oder zur Begutachtung durch Sachverständige notwendig ist.*

Als Behörde im Sinn des Gesetzes gilt die Landesregierung.

4.2.1.7 Elektrizitätsrechtliches Verfahren in Tirol

4.2.1.7.1 Genehmigungspflicht und Standard-Genehmigungsverfahren

§6 [23] regelt die Genehmigungspflicht wie folgt:

§ 6 Bewilligungspflichtige Anlagen

- (1) Einer Bewilligung der Behörde bedürfen die Errichtung und jede wesentliche Änderung (Errichtungsbewilligung) von*
- a) Stromerzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 100 kW, soweit im Abs. 2 oder im § 7 nichts anderes bestimmt ist, und*
 - b) elektrischen Leitungsanlagen mit einer Spannung von mehr als 1 kV auf jenen Grundstücken, die dem Eigentümer der elektrischen Leitungsanlage gehören.*
- (2) Die Landesregierung kann für Stromerzeugungsanlagen, die nicht der IPPC-Richtlinie unterliegen, durch Verordnung Ausnahmen von der Bewilligungspflicht nach Abs. 1 festlegen, wenn bei Erfüllung der darin für die Errichtung oder wesentliche Änderung festgesetzten Voraussetzungen anzunehmen ist, dass die Anlagen den Erfordernissen nach § 5 Abs. 1 entsprechen.*

4.2.1.7.2 Vereinfachtes Genehmigungsverfahren

§6 [23] verweist auf die Möglichkeit der Landesregierung per Verordnung ein vereinfachtes Verfahren festlegen zu können. Bis dato (Stand 4. August 2004) ist keine derartige Verordnung bekannt.

§7 [23] regelt die vereinfachten Verfahren wie folgt:

§ 7 Anzeigepflichtige Anlagen

- (1) Die beabsichtigte Errichtung und jede beabsichtigte wesentliche Änderung von*
- a) Stromerzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 5 kW,*
 - b) Anlagen, die durch eine Verordnung nach § 6 Abs. 2 von der Bewilligungspflicht ausgenommen sind,*
 - c) mobilen Anlagen, sofern sie nicht nach § 1 Abs. 2 lit. c vom*

Geltungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen sind, und

*d) Notstromaggregaten
ist der Bezirksverwaltungsbehörde anzuzeigen.*

(2) Der Bezirksverwaltungsbehörde ist auch der Weiterbetrieb und jede wesentliche Änderung von Anlagen anzuzeigen, bei denen die Voraussetzungen nach § 1 Abs. 2 lit. a oder b, Abs. 3 oder Abs. 4 lit. a nicht mehr vorliegen.

4.2.1.7.3 Antragsunterlagen

§8 [23] regelt die einzureichenden Antragsunterlagen wie folgt:

§ 8

Ansuchen

(1) Um die Erteilung einer Errichtungsbewilligung ist bei der Behörde schriftlich anzusuchen.

(2) Dem Ansuchen sind das von einem nach den berufsrechtlichen Vorschriften hiezu Befugten erstellte Projekt (Vorhaben) in zweifacher Ausfertigung und alle zur Beurteilung der Zulässigkeit des Vorhabens nach diesem Gesetz erforderlichen Unterlagen anzuschließen. Jedenfalls sind anzuschließen:

a) eine technische Beschreibung des Vorhabens, aus der der Name des Verfassers, der Zweck, der Umfang, die Engpassleistung, die eingesetzten Rohenergieträger und sonstigen Betriebsmittel, die Energieeffizienz, die Betriebsweise, die Einsatzzeiten, die Antriebsart, die Maschinenleistung, das Jahresarbeitsvermögen, die Stromart und alle sonstigen geplanten Maschinen und Einrichtungen hervorgehen,

b) die erforderlichen Pläne, Beschreibungen und Zeichnungen, insbesondere ein Lageplan, aus dem die vom Vorhaben betroffenen Grundstücke hervorgehen, ein Übersichtskartenplan, Bau- und Betriebsbeschreibungen, Zeichnungen, Systemdarstellungen (Übersichtsschaltplan),

c) Angaben über die zu erwartenden Auswirkungen im Sinne des § 5 und die zu ihrer Vermeidung oder Verminderung vorgesehenen Maßnahmen,

d) der Nachweis des Eigentums am Grundstück, auf dem das Vorhaben ausgeführt werden soll, oder, wenn der Antragsteller nicht Grundeigentümer ist, die Zustimmungserklärung des Grundeigentümers, es sei denn, dass für das Vorhaben eine Enteignung oder die Einräumung von Zwangsrechten möglich ist,

e) ein Verzeichnis der an das Grundstück nach lit. d angrenzenden Grundstücke unter Angabe der Grundstücksnummern, Einlagezahlen, Katastralgemeinde(n), der Namen der jeweiligen Eigentümer und deren Adresse,

f) die Namen und Adressen der an Grundstücken nach lit. d und e dinglich Berechtigten, mit Ausnahme von Pfandgläubigern, und jener Personen, denen öffentlich-rechtliche Nutzungsrechte im Sinne des § 5 Abs. 1 lit. b Z. 1 zustehen,

g) eine sicherheitstechnische Analyse und Angaben über die zur Vermeidung oder Verminderung von Störfällen vorgesehenen Maßnahmen und

h) Angaben über das Zusammenwirken mit bestehenden Elektrizitätsunternehmen.

(3) Bei Stromerzeugungsanlagen im Sinne der IPPC-Richtlinie sind dem Ansuchen weiters Unterlagen anzuschließen über:

a) die Brennstoffwärmeleistung,

b) den Zustand des Anlagengeländes,

c) die Quellen der Emissionen aus der Stromerzeugungsanlage,

d) die Art und Menge der vorhersehbaren Emissionen aus der Stromerzeugungsanlage,

e) die zu erwartenden erheblichen Auswirkungen der Emissionen auf die Umwelt,

f) Maßnahmen zur Überwachung der Emissionen und

g) Maßnahmen zur Vermeidung oder, sofern dies nicht möglich ist, Verminderung der Emissionen.

(4) Die Behörde kann auf Antrag oder von Amts wegen von der Vorlage einzelner Unterlagen nach den Abs. 2 und 3 absehen, soweit sie für die Beurteilung des Vorhabens voraussichtlich nicht von Bedeutung sind.

(5) Bei einem Ansuchen um die Erteilung einer Errichtungsbewilligung für die wesentliche Änderung einer Anlage können sich die Unterlagen nach den Abs. 2 und 3 auf die betroffenen Teile beschränken, wenn Auswirkungen auf den bestehenden Betrieb nicht zu erwarten sind.

Als Behörde im Sinn des Gesetzes gilt die jeweils zuständige Bezirksverwaltungsbehörde.

4.2.1.8 Elektrizitätsrechtliches Verfahren in Vorarlberg

4.2.1.8.1 Genehmigungspflicht und Standard-Genehmigungsverfahren

§5 [24] regelt die Genehmigungspflicht wie folgt:

§ 5 Bevolligungspflicht

(1) Die Errichtung und der Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer Leistung von mehr als 25 kW bedarf neben den nach anderen Vorschriften erforderlichen Genehmigungen oder Bewilligungen der elektrizitätsrechtlichen Bewilligung. Die Bewilligungspflicht besteht nicht für Erzeugungsanlagen, für deren Errichtung und Betrieb eine Genehmigung oder Bewilligung nach der Gewerbeordnung, dem Abfallwirtschaftsgesetz, dem Mineralrohstoffgesetz oder dem Eisenbahngesetz erforderlich ist, und für die Aufstellung, Bereithaltung und den Betrieb mobiler Erzeugungsanlagen.

(2) Wird eine bewilligte Erzeugungsanlage so geändert, dass sich neue oder größere Gefährdungen oder Belästigungen im Sinne des § 9 Abs. 1 lit. b ergeben können, so ist auch die Änderung der Anlage im Sinne des Abs. 1 bewilligungspflichtig. Diese Bewilligung hat auch die bereits bewilligte Anlage zu umfassen, soweit sich die Änderung auf sie auswirkt.

(3) Weist eine nach Abs. 1 zweiter Satz genehmigte oder bewilligte Erzeugungsanlage nicht mehr den Charakter einer gewerbe-, abfall-, berg- oder eisenbahnrechtlichen Anlage auf, so hat dies der Betreiber der Anlage der bisher zuständigen Behörde und der nunmehr zur Bewilligung zuständigen Behörde anzuzeigen. Ab dem Einlangen dieser Anzeige gilt die Genehmigung oder Bewilligung gemäß Abs. 1 zweiter Satz als Bewilligung nach diesem Gesetz.

Darüber hinaus regelt §9 [24] Voraussetzungen für die Erteilung der elektrizitätsrechtlichen Bewilligung wie folgt:

§ 9 Voraussetzungen für die Erteilung der elektrizitätsrechtlichen Bewilligung

(1) Die Erteilung der elektrizitätsrechtlichen Bewilligung setzt voraus, dass

- a) die eingesetzte Primärenergie bestmöglichst genutzt und verwertet wird, und
- b) nach dem Stand der Technik sowie dem Stand der medizinischen und der sonst in Betracht kommenden Wissenschaften erwartet werden kann, dass
 1. durch die Errichtung und den Betrieb der Anlage oder durch die Lagerung von Betriebsmitteln oder Rückständen und dergleichen eine Gefährdung des Lebens oder der Gesundheit von Menschen oder eine Gefährdung des Eigentums oder sonstiger dinglicher Rechte der Nachbarn ausgeschlossen ist und
 2. Belästigungen von Nachbarn durch Geruch, Lärm, Rauch, Staub, Erschütterung, Schwingungen, Blendungen oder in anderer Weise auf ein zumutbares Maß beschränkt bleiben.

(2) Unter einer Gefährdung des Eigentums im Sinne des Abs. 1 lit. b Z. 1 ist die Möglichkeit einer Minderung des Verkehrswertes des Eigentums nicht zu verstehen.

(3) Ob Belästigungen der Nachbarn im Sinne des Abs. 1 lit. b Z. 2 zumutbar sind, ist danach zu beurteilen, wie sich die durch die Erzeugungsanlage verursachten Änderungen der tatsächlichen örtlichen Verhältnisse auf ein gesundes, normal empfindliches Kind und einen gesunden, normal empfindlichen Erwachsenen negativ auswirken.

(4) Stand der Technik im Sinne dieses Gesetzes ist der auf den einschlägigen wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhende Entwicklungsstandard fortschrittlicher technologischer Verfahren,

Einrichtungen und Betriebsweisen, deren Funktionstüchtigkeit erprobt und erwiesen ist. Bei der Bestimmung des Standes der Technik sind insbesondere vergleichbare Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen heranzuziehen.

4.2.1.8.2 Vereinfachtes Genehmigungsverfahren

§8 [24] regelt die vereinfachten Verfahren wie folgt:

§ 8 Vereinfachtes Verfahren

(1) *Ergibt sich aus dem Bewilligungsantrag und dessen Beilagen, dass die Erzeugungsanlage*

- a) *ausschließlich zur Notstromversorgung bestimmt ist,*
- b) *mit erneuerbaren Energieträgern betrieben wird oder nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeitet und die Leistung höchstens 500 kW beträgt,*
- c) *mit fossilen Energieträgern betrieben wird und die Leistung höchstens 50 kW beträgt,*

so hat die Behörde das Projekt durch Anschlag in der Gemeinde und durch Anschlag in den der Anlage unmittelbar benachbarten Häusern mit dem Hinweis bekannt zu geben, dass die Projektsunterlagen innerhalb eines bestimmten, vier Wochen nicht überschreitenden Zeitraumes bei der Behörde zur Einsichtnahme aufliegen und dass die Nachbarn innerhalb dieses Zeitraumes von ihrem Anhörungsrecht Gebrauch machen können; die Eigentümer der betroffenen Häuser haben derartige Anschläge zu dulden. Nach Ablauf der im Anschlag angeführten Frist hat die Behörde unter Bedachtnahme auf die eingelangten Äußerungen der Nachbarn mit Bescheid festzustellen, dass es sich um eine Anlage gemäß lit. a, b oder c handelt, und erforderlichenfalls Auflagen zum Schutz der gemäß § 9 Abs. 1 wahrzunehmenden Interessen vorzuschreiben; dieser Bescheid gilt als Genehmigungsbescheid für die Erzeugungsanlage. Die Behörde hat diesen Bescheid binnen drei Monaten nach Einlangen des Antrages und der erforderlichen Unterlagen zum Antrag zu erlassen. Können auch durch Auflagen die gemäß § 9 Abs. 1 wahrzunehmenden Interessen nicht hinreichend geschützt werden, so ist der Bewilligungsantrag abzuweisen.

(2) *Bewilligungspflichtige Änderungen sind dem vereinfachten Verfahren zu unterziehen, wenn die Erzeugungsanlage einschließlich der geplanten Änderungen die im Abs. 1 lit. a, b, oder c festgelegten Voraussetzungen erfüllt.*

4.2.1.8.3 Antragsunterlagen

§6 [24] regelt die einzureichenden Antragsunterlagen wie folgt:

§ 6 Antrag auf Erteilung der elektrizitätsrechtlichen Bewilligung

(1) *Die elektrizitätsrechtliche Bewilligung ist bei der Behörde schriftlich zu beantragen.*

(2) *Dem Antrag sind folgende Beilagen in dreifacher Ausfertigung anzuschließen:*

- a) *ein technischer Bericht mit Angaben über Zweck, Umfang, Betriebsweise und technische Ausführung der geplanten Erzeugungsanlage, insbesondere über Antriebsart, Leistungsausmaß, Stromart (Gleichstrom, Wechselstrom, Drehstrom) Frequenz und Maschinenspannung,*
- b) *ein Plan im Katastermaßstab, aus welchem der Standort der Erzeugungsanlage und die betroffenen Grundstücke mit ihren Parzellennummern ersichtlich sind,*
- c) *ein Verzeichnis der von der Erzeugungsanlage berührten fremden Anlagen, wie Eisenbahnen, Versorgungsleitungen und dergleichen, mit Namen und Anschrift der Eigentümer oder der zuständigen Verwaltungen,*
- d) *ein Verzeichnis der Grundstücke, auf welchen die Erzeugungsanlage errichtet werden soll, und der angrenzenden Grundstücke mit Namen und Anschriften der Eigentümer sowie des beanspruchten öffentlichen Gutes unter Angabe der zuständigen Verwaltungen,*

- e) die Zustimmungserklärungen der in der lit. d angeführten Eigentümer und Verwaltungen, soweit sie erlangt werden konnten.
- (3) Wenn die im Abs. 2 angeführten Unterlagen eine ausreichende Beurteilung des Projektes nicht zulassen, kann die Behörde die Vorlage weiterer Unterlagen verlangen. Die Behörde kann von der Beibringung einzelner im Abs. 2 angeführter Unterlagen absehen, sofern diese für das Bewilligungsverfahren entbehrlich sind.
- (4) Die Behörde kann die Vorlage zusätzlicher Ausfertigungen aller oder einzelner nach Abs. 2 und 3 erforderlichen Beilagen verlangen, wenn dies zur Beteiligung öffentlicher Dienststellen oder zur Begutachtung durch Sachverständige notwendig ist.

Als Behörde im Sinn des Gesetzes gilt die jeweils zuständige Bezirksverwaltungsbehörde.

4.2.1.9 Elektrizitätsrechtliches Verfahren in Wien

4.2.1.9.1 Genehmigungspflicht und Standard-Genehmigungsverfahren

§5 [25] regelt die Genehmigungspflicht wie folgt:

Anlagengenehmigung; Anzeige

- § 5. (1) Die Errichtung, wesentliche Änderung und der Betrieb einer örtlich gebundenen Erzeugungsanlage bedürfen einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung.
- (2) Als wesentlich gelten Änderungen, die die Interessen gemäß § 11 Abs. 1 berühren und sich entweder auf den Zweck oder
1. die Betriebsweise oder
 2. den Umfang der Erzeugungsanlage, insbesondere ihre Einrichtungen bzw. Ausstattungen, oder
 3. den Umfang der verwendeten Primärenergien beziehen.
- (3) Dem Antrag nach Abs. 1 sind folgende Unterlagen in zweifacher Ausfertigung anzuschließen:
1. ein technischer Bericht mit Angaben über Zweck, Umfang, Betriebsweise und technische Ausführung der geplanten Erzeugungsanlage; insbesondere über Primärenergien, Energieumwandlung, Stromart, Frequenz und Spannung;
 2. ein Plan, aus welchem der Standort der Erzeugungsanlage und die für die Errichtung, Erweiterung oder Änderung der Anlage in Anspruch genommenen Grundstücke mit Grundstücksnummern ersichtlich sind;
 3. ein Verzeichnis der von der Erzeugungsanlage berührten fremden Anlagen, wie Eisenbahnanlagen, Versorgungsleitungen und dgl., mit Namen und Anschrift der Eigentümer;
 4. die sich aus dem zum Zeitpunkt der Antragstellung aktuellen Grundbuchsdaten ergebenden Namen und Anschriften der Eigentümer der Grundstücke, auf welchen die Erzeugungsanlage errichtet werden soll, einschließlich der dinglich Berechtigten mit Ausnahme der Hypothekargläubiger, und der Eigentümer der an die Anlage unmittelbar angrenzenden Grundstücke;
 5. die Zustimmung der Eigentümer der Grundstücke, auf denen die Erzeugungsanlage aufgestellt werden soll;
 6. eine Beschreibung und Beurteilung der voraussichtlichen Gefährdungen und Belästigungen im Sinne des § 11 Abs. 1;
 7. eine Beschreibung der Maßnahmen, mit denen Gefährdungen oder Belästigungen des Vorhabens beseitigt, verringert oder ausgeglichen werden sollen;
 8. eine Kopie der Vereinbarung über den Netzanschluss mit jenem Netzbetreiber, an dessen Übertragungs- oder Verteilernetz die Erzeugungsanlage angeschlossen werden soll.
- (4) Die Behörde kann im Einzelfall von der Beibringung einzelner Unterlagen absehen, wenn diese für die Beurteilung der sachlichen Voraussetzungen für die Genehmigung bzw. Anzeige entbehrlich sind.

4.2.1.9.2 Vereinfachtes Genehmigungsverfahren

§7 [25] regelt die vereinfachten Verfahren wie folgt:

Vereinfachtes Verfahren

§ 7. (1) *Ergibt sich aus dem Genehmigungsantrag und dessen Unterlagen, dass die Erzeugungsanlage*

- 1. mit fester oder flüssiger Biomasse, Bio-, Klär- oder Depo-niegas, geothermischer Energie, Wasser, Wind oder Abfällen be-trieben wird oder nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeitet und die installierte Engpassleistung maximal 100 kW beträgt oder*
 - 2. mit Hilfe der Halbleitertechnik Sonnenlicht direkt in E-lektrizität umwandelt und die Gesamtfläche der Solarzellen nicht mehr als 50 m² beträgt oder*
 - 3. ausschließlich der Notstromversorgung dient, so hat die Behörde das Projekt durch Anschlag beim örtlich zu-ständigen Magistratischen Bezirksamt mit dem Hinweis bekannt zu geben, dass die Projektsunterlagen dort innerhalb eines be-stimmten, vier Wochen nicht überschreitenden Zeitraumes zur Einsichtnahme aufliegen und dass Nachbarn innerhalb dieses Zeitraumes von ihrem Recht, begründete Einwendungen im Sinne des § 11 Abs. 1 gegen die Erzeugungsanlage erheben zu können, Gebrauch machen können; nach Ablauf der im Anschlag angeführ-ten Frist hat die Behörde unter Bedachtnahme auf die einge-langten Einwendungen der Nachbarn die die Anwendung des ver-einfachten Verfahrens begründete Beschaffenheit der Anlage mit Bescheid festzustellen und erforderlichenfalls geeignete Auf-lagen und Bedingungen zum Schutz der gemäß § 11 Abs. 1 wahrzu-nehmenden Interessen vorzuschreiben; dieser Bescheid gilt als Genehmigungsbescheid für die Erzeugungsanlage. Die Behörde hat diesen Bescheid binnen drei Monaten nach Einlangen des Antra-ges und der erforderlichen Unterlagen zum Antrag zu erlassen. Können auch durch Aufträge die gemäß § 11 Abs. 1 wahrzunehmenden Interessen nicht hinreichend geschützt werden, ist der An-trag abzuweisen.*
- (2) Den Eigentümern der an die Anlage unmittelbar angrenzenden Grundstücke ist der Inhalt des Anschlages nachweislich schriftlich zur Kenntnis zu bringen. § 8 Abs. 1 gilt sinnge-mäß.*
- (3) Nachbarn verlieren ihre Stellung als Parteien, soweit sie nicht fristgerecht Einwendungen im Sinne des § 11 Abs. 1 bei der Behörde erheben.*
- (4) Wesentliche Änderungen (§ 5 Abs. 2) einer Erzeugungsanlage gemäß Abs. 1 sind dann einem vereinfachten Verfahren zu unter-ziehen, wenn auch für die durch die Änderung entstehende An-la-ge ein vereinfachtes Verfahren zulässig ist.*

4.2.1.9.3 Antragsunterlagen

Entsprechend §5 [25] - s. Kapitel 4.2.1.9.1.

Als Behörde im Sinn des Gesetzes gilt die Landesregierung.

4.2.1.9.4 Zusammenstellung der Bestimmungen zum Vereinfachten Verfahren in Österreich

Tabelle 4-1: Zusammenstellung der Bestimmungen zum vereinfachten Genehmigungsverfahren für Stromerzeugungsanlagen gemäß der Landes-EIWOGs

	Vereinfachtes Verfahren
Burgenland	§7 Biomasse, Bio-, Klär-, Deponiegas oder KWK-Anlagen mit ≤ 200 kW _{el} Leistung oder Wind mit max. 2 Konverter und ≤ 1MW oder Photovoltaik ≤ 500 m ² oder fossile Energie ≤ 200 m ²
Kärnten	§9 Notstromaggregate, Anlagen mit ≤ 500 kW
Niederösterreich	§7 Notstromaggregate, erneuerbare Energie ≤ 250kW _{el} Photovoltaik ≤ 500 m ² ,
Oberösterreich	§11 10 bis 200 kW _{el} aus erneuerbaren oder Abfällen mit KWK
Salzburg	kein vereinfachtes Verfahren - Anlagen unter 200 kW _{el} sind von der Bewilligung im L-EG generell ausgenommen es besteht lediglich Anzeigepflicht
Steiermark	§7 Notstromanlagen, Erneuerbare ET oder Abfall und KWK-Prinzip ≤ 500 kW Photovoltaik ≤ 500m ² fossile ET ≤ 500 kW _{el}
Tirol	§7 Anzeigepflicht für Anlagen > 5kW _{el}
Vorarlberg	§8 Notstromversorgung KWK mit ≤ 500 kW _{el} , fossile Anlagen mit ≤ 50 kW
Wien	§7 Biomasse, Bio-, Klär-, Deponiegas oder KWK-Anlagen mit ≤ 100 kW Leistung oder Photovoltaik ≤ 50 m ²

4.2.1.10 Zusammenfassung der Bestimmungen für das Genehmigungsverfahren nach EIWOG

Tabelle 1-4-2: Zusammenstellung der Bestimmungen des Genehmigungsverfahrens entsprechend Landes-EIWOGs

	elektrizitätsrechtl. Genehmigung Leistungsgrenze	Ausnahmen	Antragsunterlagen	elektrizitätsrechtl. Bewilligung	Interpretation der Belastung	Vereinfachtes Verfahren	Bestimmungen vereinfachtes Verfahren
Burgenland	>10 kWel	Anlagen nach Abfall-, gewerberechl. Vorschriften Eisenbahn-, Luftfahrt-, Schifffahrt-, Bergbau-, Erzeugungsanlagen Notstromaggregate	techn. Bericht Plan Verzeichnis der Schnittstellen Flächenwidmungsplan Beschreibung der Gefährdungen und Belastungen Beschreibung der Energieeffizienz (2-fache Ausfertigung)	keine Gefährdung von Leben und Gesundheit Lärm, Emissionen, Schwingungen, Erschütterung Wärme, Blendung auf ein "zumutbares Maß" beschränkt §11	"auf ein gesundes, normal empfindendes Kind und auf einen gesunden, normal empfindenden Erwachsenen auswirken" §11(3)	Biomasse, Bio-, Klär-, Deponiegas oder KWK-Anlagen mit ≤200 kWel Leistung oder Wind mit max. 2 Konverter und ≤1MW oder Photovoltaik ≤500 m ² oder fossile Energie ≤200 m ²	4 Wochen Einsichtnahmefrist für Nachbarn auf Gemeinde, danach Bescheid der Gemeinde mit Bedachtnahme der Einwendungen
Kärnten	>10 kWel	Anlagen nach Abfall-, gewerberechl. Vorschriften Eisenbahn-, Luftfahrt-, Schifffahrt-, Bergbau-, Erzeugungsanlagen mobile Anlagen, Notstromaggregate	detto, 2-fache Ausfertigung §7	nach besten verfügbaren Techniken sowie dem Stand der medizinischen und der sonst in Betracht kommenden Wissenschaften erwartet werden kann §10	detto §10	Notstromaggregate, Anlagen mit ≤500 kW	detto
Niederösterreich	>10 kWel	Anlagen nach Abfall-, gewerberechl. Vorschriften Eisenbahn-, Luftfahrt-, Schifffahrt-, Bergbau-, Erzeugungsanlagen Fernmelde-Erzeugungsanlagen	detto, 2-fache Ausfertigung §6	§11, detto Burgenland	§11, detto	Notstromaggregate, erneuerbare Energie ≤250kWel Photovoltaik ≤500 m ² .	detto
Oberösterreich	>10 kWel	<10kWel-Anlagen, Notstromaggregate mobile Anlagen, gewerberechl. eisenbahnrechtl. und bergrechtl. Anlagen §6	§7 -3-fache Ausfertigung techn. Beschreibung, Übersichtspl. Lageplan, Schritte der Anlage Darstellung der Immissionen und Umweltauswirkungen	bestmögliche Energieeffizienz ab 400 kWel Bestellung eines Betriebstellers §12, detto Burgenland	§12, detto Burgenland	10 bis 200 kWel aus erneuerbaren oder Abfällen mit KWK	innerhalb 3 Wochen Stellungnahme der Standortgemeinde Antragsabschluss innerhalb 2 Monate nach Antragsbringung
Salzburg	>200 kWel (bis 500kWel ist Bezirksverwaltungsbehörde zust.)	Gewerberechl. Vorschriften, Abfallrechtl., Mineralrohstoffrechtl.	§46 §45 techn. Bericht, Bau- u. Schaltpläne Lageplan, Kat-Gemeinde, Antragsverzeichnis, 3-fach	§48	detto Burgenland	kein vereinfachtes Verfahren - Anlagen unter 200 kWel sind von der Bewilligung im L-EG generell ausgenommen es besteht lediglich Anzeigepflicht	-
Steiermark	>200 kW	Anlagen mit UVF, abfalls-, verkehrts-, berg-, luftreinhalte- oder gewerberechtl. Vorschriften KWK, mobile Anlagen	§6 4-fache Ausfertigung . detto Burgenland	§10 detto Burgenland	detto Burgenland	Erneuerbare ET oder Abfall und KWK-Prinzip ≤500 kW Photovoltaik ≤500m ² fossile ET ≤500 kWel	4 Wochen Einsichtnahme auf Gemeinde innerhalb 3 Monate Bescheid §7
Tirol	Bewilligung ab >100 kWel Anzeige ab >5 kWel	mobile Anlagen, Notstromaggregate	§8 2-fach, durch berufsrechtlich Befugte vorzulegen	§5 Bau-, Sicherheits- und brandschutzrechtl. Stand der Technik, Entstehung von Abfällen vermeiden, detto Egl.	detto Burgenland	Anzeigepflicht für Anlagen > 5kWel	-
Vorarlberg	>25 kWel	Anlagen nach Abfall-, gewerberechl. Vorschriften Eisenbahn-, Luftfahrt-, Schifffahrt-, Bergbau-, Erzeugungsanlagen mobile Anlagen, Notstromaggregate	§6 3-fach, detto Burgenland	§9 Primärenergie bestmöglich genutzt, detto Burgenland	"auf ein gesundes, normal empfindendes Kind und auf einen gesunden, normal empfindenden Erwachsenen auswirken" §11	Notstromversorgung KWK mit ≤500 kWel, fossile Anlagen mit ≤50 kW	4 Wochen Einsichtnahme auf Gemeinde innerhalb 3 Monate Bescheid
Wien	alle	-	§5(3) 2-fach detto Burgenland	§11 Schwingungen, Erschütterung Wärme, Blendung auf ein "zumutbares Maß" beschränkt §11	§11 "auf ein gesundes, normal empfindendes Kind und auf einen gesunden, normal empfindenden Erwachsenen auswirken"	Biomasse, Bio-, Klär-, Deponiegas oder KWK-Anlagen mit ≤100 kW Leistung oder Photovoltaik ≤50 m ²	4 Wochen Einsichtnahme auf Gemeinde innerhalb 3 Monate Bescheid §7(2)

4.3 Genehmigungsverfahren für Anlagen in denen Abfälle verwertet werden - Abfallwirtschaftsgesetz 2002 [64]

Grundsätzlich unterliegt jede Abfallbehandlungsanlage der Genehmigungspflicht nach dem Abfallwirtschaftsgesetz 2002.

Anlagen, die keine Abfälle verwerten sind keine Abfallbehandlungsanlagen im Sinne des Abfallwirtschaftsgesetzes – unterliegen demnach nicht dem AWG 2002. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass **sortenreine naturbelassene Biomasse [43], [44]** zur thermochemischen Umwandlung verwendet wird, und daher **keine Genehmigungspflicht nach Abfallwirtschaftsgesetz** besteht.

Weiters sind die in der Vergasungsanlage auftretenden Abfallstoffe als anfallende Abfälle im Sinne des Umwelt-, Emissions-, Immissions- und Wasserrechts zu behandeln. Seitens des Anlagenbetreibers ist für eine geordnete Entsorgung der anfallenden Abfall- und Rückstandsmengen aus dem Anlagenbetrieb zu sorgen, die eigenverantwortlich oder ggf. durch Auflage der Behörde durch befugte Unternehmen zu erfolgen hat. Im Rahmen der Erstellung eines Abfallwirtschaftskonzeptes (AWG §10) ist für die Durchführung der Entsorgung bzw. Verwertung der Reststoffe, Abfälle und Rückstandsmengen Sorge zu tragen. Die Entsorgung bzw. Verwertung der Reststoffe hat mittels geeigneter Verfahren und Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Technik (GewO §71a) entsprechen.

4.4 Landesgasgesetze

Die Landesgasgesetze in den derzeit gültigen Fassungen sehen die gesetzmäßige Behandlung von Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Lagerung, Leitung und Verwendung gasförmiger Brennstoffe einschließlich der Abgasabführung (Gasanlagen) vor (z.B. Steiermärkisches Gasgesetz 1973, [65]) und sind daher bei nicht gewerblicher Nutzung in Betracht zu ziehen.

Die Landesgasgesetze sind nur dann anzuwenden, wenn keine Angelegenheiten betroffen sind, die in der Gesetzgebung ausschließlich Bundessache oder Grundsatzgesetzgebung des Bundes vorbehalten sind (Gewerbe, Abfallwirtschaft, Dampfkesselwesen).

4.5 Relevante Unterlagen im Genehmigungsunterlagen von Biomassevergasungsanlagen

Die folgende Auflistung stellt eine beispielhafte Zusammenstellung notwendiger Unterlagen für die Projekteingabe zum Genehmigungsverfahren dar. Vor der Erstellung der Unterlage für das Genehmigungsverfahren ist der gesetzlichen Rahmen für die projektierten Anlagen abzuklären, um auf die individuellen Anlagenspezifika im Genehmigungsverfahren Rücksicht nehmen zu können. Vor der Erstellung der Unterlage für das Genehmigungsverfahren ist der/den zuständigen Behörde(n) abzuklären nach welchen gesetzlichen Grundlagen die Biomassevergasungsanlage genehmigt werden soll.

In einzelnen Gesetzen (z.B. GewO) sind die Anforderungen an die Genehmigungsunterlagen festgelegt bzw. ist auch angegeben, wie viele Ausfertigungen der Genehmigungsunterlagen bei der Behörde einzureichen sind.

Der Inhalt folgender Aufzählung stellt eine wesentliche Grundlage für die effiziente Abhandlung eines Genehmigungsverfahrens dar. Die gewissenhafte Erarbeitung der Hauptpunkte der Genehmigungsunterlagen erleichtert die Vorprüfung der Unterlagen nach Einreichung auf deren Plausibilität sowie hinsichtlich der Nachweisbarkeit der technischen Funktionalität des beantragten Anlagenprojektes.

1. Informationen zum Anlagenstandort und zur Anordnung der Anlage
 - 1.1. **Lageplan** mindestens im Maßstab 1:1000, aus dem die Biomassevergasungsanlage, die angrenzenden Objekte und Nachbarliegenschaften (auch: Bebauung, Nutzungsart – z.B. Kennzeichnung von umliegenden Wohngebäuden, Widmung sowie Grundstücksnummer der Liegenschaft, Name des Eigentümers bzw. des Nutzers, Postadresse), die ringsum nächstgelegenen Wohnobjekte sowie Leitungsanlagen (z.B. allenfalls vorhandene Fernwärmeleitungen, Hochspannungsleitungsanlagen, Trafostationen) und sämtliche Verkehrswege im Bereich der Biomassevergasungsanlage ersichtlich sind. In diesem Lageplan sind betroffene Fremdanlagen und -leitungen darzustellen.
 - 1.2. Informationen über eventuelle Gefahrenzonen (z.B. von Anrainern ausgehende, ausgewiesene Hochwasserabflusszonen oder Lawinenschutz zonen) im bzw. um den Anlagenbereich sind im Lageplan darzustellen.
 - 1.3. Verzeichnis über **Anrainer der Betriebsanlage** inkl. Postadressen
 - 1.4. **Baupläne der Anlagengebäude (Grundriss, Aufriss, Schnitte)** im erforderlichen Maßstab (z.B. 1:100, 1:50), in denen prinzipiell die Aggregate etc. und deren Einbindung in die Gesamtanlage übersichtlich und eindeutig dargestellt werden.
 - 1.5. **Baubeschreibung**
 - 1.5.1. Ausführung der Gebäudeteile (Räume mit Maßangabe, Wände, Tür- und Fensteröffnungen, Stiegen und Rampen, Aufzüge, Rauch- und Abgasfänge sowie sonstige Schächte - bei Erweiterungen und Änderungen auch der angrenzenden Räume)
 - 1.5.2. Zweckwidmung der Räume, Nutz-, Belichtungs-, Lüftungsflächen
 - 1.5.3. Belüftung (Lage der Lüftungsgeräte, der Ansaug- und Ausblasöffnungen sowie die grundsätzliche Kanalführung lufttechnischer Anlagen)
 - 1.5.4. Brandabschnittsgrenzen und Brandschutzabschlüsse (nähere Angaben siehe 4.3)
 - 1.5.5. Lagerflächen und innerbetriebliche Verkehrsflächen, im Gebäude und allenfalls im Freien (z.B. Lagerflächen)
 - 1.5.6. Oberflächenabwasseranlagen, Dimensionen
 - 1.5.7. Fluchtwege, Notbeleuchtung (Situierung)
 - 1.5.8. Rauchabzugsöffnungen
 - 1.6. **Technische Beschreibung und Darstellung** (Technische Zeichnungen, Schemata etc.) im Anlagenbereich bzw. der Anlagenumhausung
 - 1.6.1. Maschinenaufstellungspläne mit dazugehöriger Maschinenliste (Fabrikat, Type, elektrischer Anschlusswert etc.)
 - 1.6.2. Maschinen und Anlagen als einfache Darstellung der Hauptbestandteile bzw. in Symbolform
 - 1.6.3. Lager und Anlagen für technische Gase, Leitungsschema von zentralen Gasversorgungseinrichtungen
 - 1.6.4. Feuerstätten, ortsfeste Lagerbehälter für flüssige Brennstoffe, Leitungsschema für Gasanlagen
 - 1.6.5. Typen von betrieblichen Abwasseranlagen

2. **Beschreibung des technischen Anlagekonzeptes, Betriebsweise** (Regel-, Hoch-, Niederfahr- und Notfallbetrieb, ...)
 - 2.1. **Fließschema** der Anlage hinsichtlich:
 - des **verwendeten Brennstoffes** (Waldhackgut, zusätzliche Brennstoffe für Zu- und Stützfeuerung - z.B. Fackelanlagen etc.),
 - aller **zusätzlichen Betriebsmedien** (Kühl- und Waschmedien, Schmieröle, etc.)
 - des **erzeugten Produktgases** mit den vorhandenen Armaturen und Sicherheitseinrichtungen sowie
 - aller anfallenden Reststoffe (**feste Vergasungsrückstände** (Asche, Koks etc.), **flüssige Vergasungsrückstände** (Kondensate, Abwässer, Waschmedien etc.) und
 - **Anlagenabgas- und -abluftströme** (Motorabgas, Kessel- und Fackelabgase, Notausblaseleitungen, Lüftungsanlagen, etc.).
 - Anordnung der Probenahme- und Messstellen
 - Angaben der über die **Wärmeabgabe an Dritte** (Energiebilanz - Strom, Brennstoff, Wärme), Angabe des Jahresnutzungsgrades, Langfristige Wärmelieferverträge, Wärmemengenzähler bei der Fernwärmeauskoppelung und den Abnehmern)
 - 2.2. **Technische Beschreibung** der Biomassevergasungsanlage (Prozessschritte, Prozessablauf, Massen- und Energiebilanz, insbesondere Wasserbilanz, wärmetechnische Einbindung, Effizienz (Wirkungsgrad und Nutzungsgrad), gastechnische Einrichtungen – Produkt- und Abgasreinigungsanlagen, Lüftungsanlagen etc.), Verfahrensfließbilder (nach EN ISO 10628, [131]), Apparatbeschreibung
 - 2.3. Anzahl der Arbeitnehmer bzw. Personen im Betrieb
 - 2.4. Maßnahmen zur Verhinderung von Unfällen für die Erstellung einer Risikobeurteilung
 - 2.5. Transportlogistik (Zeiten und Anzahl der An- und Ablieferungen etc.)
 - 2.6. Brennstofflogistik und Einbringung der umzusetzenden Brennstoffmengen
 - 2.6.1. Lagerung und Bevorratung der Brennstoffe
 - 2.6.2. Lagerung der Rückstände
 - 2.7. Betriebsvorschriften für die Anlage
 - 2.7.1. Vorschrift für die Inbetriebnahme u. Wiederinbetriebnahme
 - 2.7.2. Betriebsvorschrift für den Normalbetrieb
 - 2.7.3. Betriebsvorschrift für das Verhalten bei Auftreten von Störungen
 - 2.7.4. Vorschrift für die Außerbetriebnahme
 - 2.8. Abfallwirtschaftskonzept
3. **Beschreibung der Ausführung elektrotechnischer Anlagen**
 - 3.1. Technische Beschreibung sämtlicher im Eigentum des Konsenswerbers befindlichen elektrischen Hochspannungsanlagen samt Aufstellung bzw. Verlegung (Hochspannungskabel, Hochspannungsschaltanlage, Trafos)
 - 3.2. einpoliges Übersichtschaltbild der Anlagen zur Erzeugung, Übertragung und Versorgung mit elektrischer Energie
 - 3.3. Aufstellungspläne der Hochspannungsanlagen, Kabel- und Leitungspläne
 - 3.4. Angabe der Eigentumsgrenze zwischen Konsenswerber und EVU (welche elektrischen Anlagen gehören dem Konsenswerber)
 - 3.5. Angaben über den Einspeise- und Zählpunkt
 - 3.6. Betriebsführung der Hochspannungsanlagen

- 3.7. Technische Beschreibung der Niederspannungsschaltanlage(n)
 - 3.8. Technische Beschreibung der Stromerzeugungsanlagen
 - 3.9. Betriebsführung der Stromerzeugungsanlagen
 - 3.10. Allgemeine Beschreibung der Elektroinstallation, Beleuchtung, Sicherheitsbeleuchtung, Anschlusswert der Verbraucheranlage
 - 3.11. Blitzschutzprojekt, Blitzschutzklassenerhebung nach ÖVE/ÖNORM E 8049-1
 - 3.12. Steuerungs-, Regelungs- und Messtechnik, Automatisierungstechnik, Sicherheitsroutinen
4. Ausführung der Sicherheitstechnik-Anlagensicherheit
 - 4.1. Maßnahmen zum ArbeitnehmerInnenschutz
 - 4.2. Explosionsschutz
 - 4.2.1. Erhebung der vorliegenden Explosionsgefahren
 - 4.2.2. Ex-Zonenplan
 - 4.2.3. Angaben zur Beherrschung der Explosionsgefahren entsprechend der Ex- Zonenplaneinteilung
 - 4.3. Brandschutz
 - 4.3.1. Beschreibung der brennbaren Stoffe in der Anlage und Auflistung der Maßnahmen zum Brandschutz (z.B.: Brennstoffbeschickung, Waschmedienlagerung etc.)
 - 4.3.2. Festlegung von Brandabschnitten in den jeweiligen Anlagenabschnitten
 - 4.3.3. Emissionspunkte - Entfernung zu brennbaren Bauteilen, Temperaturen
 - 4.3.4. Technische Ausführung (Rückbrandsicherung, Rohrleitungs- und Kabelführung bzw. –durchführung, Warn- bzw. Meldeanlagen)
 - 4.3.5. Erste und erweiterte Löschhilfen (Art, Situierung)
5. Emissionen der Anlage
 - 5.1. Lärmemission der Gesamtanlage
 - 5.1.1. Schallemission von Maschinen, Lüftungsanlagen etc.; Angabe des Raumschallpegels
 - 5.1.2. Maßnahmen zur Verringerung von Schallemissionen, Erschütterungen etc., Lärminderung in Arbeitsräumen (absorbierende Decke, Kapseln von Maschinen etc.)
 - 5.2. Gasförmige Emissionen der Biomassevergasungsanlage
 - 5.2.1. Angaben über die Abgasemissionen des BHKW (Art, Konzentrationen und Massenströme)
 - 5.2.2. Angaben über das Abgasnachbehandlungskonzept (in Abstimmung mit der Produktgasqualität bedingt durch das eingesetzte Gasreinigungsverfahren – siehe Katalysatorstandzeiten, Dauerbetriebseigenschaften, Katalysatorgifte)
 - 5.2.3. Angaben über die Vorkehrungen zur Minimierung von Schadstoffen in gasförmigen Motoremissionen
 - 5.2.4. Angaben über die Emissionen von Abgasen aus Gas-Notfackeln
 - 5.2.5. Emissionen aus Biomassekesseln, die im Genehmigungsumfang enthalten sind bzw. technischen Zusammenhang mit der Biomassevergasungsanlage stehen (z.B. Abwasserentsorgung, Reststoffverwertung aus der Biomassevergasungsanlage)
 - 5.2.6. Angaben zur Durchführung von (periodischen) Emissionsmessungen während des Anlagenprobetriebes und des Anlagenbetriebes
 - 5.2.7. Ausblasehöhe über Grund und Dach, Ausblasegeschwindigkeit und Temperatur

- 5.3. Reststoffe im Biomassevergasungsprozess des jeweiligen Anlagenkonzeptes
 - 5.3.1. Angaben über Art und voraussichtlichen Anfall von Reststoffen (Abwasser, Asche, Koks, Schlämme aus den Abwasserreinigungsstufen) (siehe Kapitel 2.2 – Massenbilanzen)
 - 5.3.2. Prüfung anfallender Abwässer und des Abwassernachbehandlungsverfahrens auf wasserrechtliche Relevanz (Indirekteinleitung, Bekanntgabe erwarteter Inhaltstoffe und Anfallmenge)
 - 5.3.3. Angaben über die Handhabung und Zwischenlagerung, die betriebsinterne Verwertung oder Entsorgung (Ort, Lagermenge und Sicherheitsmaßnahmen).

Unterlagen, die zur Einreichung eines Förderungsansuchens bei der Österreichischen Kommunalkredit (ÖKK) erforderlich sind.

- Antragsformular ÖKK
- technisches Datenblatt (Fragebogen) einschließlich der sinngemäßen Angabe des eingesetzten Brennstoffes (biogene Energieträger, z.B. Stroh, Holz im Sinne des § 19 LRV-K, BGBl. Nr. 19/1989 i.d.g.F.)
- detaillierte technische Unterlagen zum beantragten Projekt
- KWK-Anlagen: eine Wirtschaftlichkeitsberechnung mit vertraglich zugesicherten Einspeiseverträgen
- Angebote für die zur Förderung beantragten Anlagen und Leistungen
- Bericht des Kreditinstitutes
- sofern möglich Nachweis der Gewerbeberechtigung
- bei juristischen Personen: Auszug aus dem Firmenbuch

4.6 Zusammenfassung

Die Zusammenstellung aller möglichen, in Betracht kommenden Rechtsvorschriften im Genehmigungsverfahren ist eine der zentralen Intensionen dieses Dokumentes. Bedingt durch die unterschiedlichen bundesweiten Herangehensweisen bei der Durchführung von Genehmigungsverfahren von projektierten Biomassevergasungsanlagen können lediglich Hinweise über die anzuwendenden Gesetze und Verordnungen, die auf der derzeitigen Genehmigungspraxis basieren, gegeben werden. Im Zusammenhang mit der Genehmigung stromerzeugender Anlagen mit einer Wärmeabgabe an Dritte und der Verwendung erneuerbarer Energieträger kann auf Basis verschiedenster Gesetzesstellen genehmigt werden – Biomassevergasungsanlagen können bzw. werden demnach in den Wirkungsbereich des Ökostromgesetzes, der EIWOGs, der Gewerbeordnung, des Abfallwirtschaftsgesetzes, der Landesgasgesetze etc. fallen. In der derzeitigen Genehmigungssituation herrscht in Bezug auf die Anwendung dieser Gesetzeswerke unterschiedliche Auffassung.

Um auf die Besonderheiten jedes Anlagenkonzeptes individuell eingehen zu können, ist vor Beginn der Erstellung der Genehmigungsunterlagen mit der Behörde festzulegen, nach welchen Gesetzen die Anlage genehmigt werden soll. Die Checkliste für die Erstellung von Genehmigungsunterlagen für Biomassevergasungsanlagen stellt eine Grundlage zur prinzipiellen Kontrolle auf Vollständigkeit der einzureichenden Unterlagen dar – ergänzende Unterlagen, die von der bearbeitenden Behörde gefordert werden, sind zusätzlich vorzulegen.

5 Entwicklung der Legislative auf dem Gebiet der Sicherheitstechnik

Im folgenden Kapitel wird ein Überblick über die bestehenden europäischen und internationalen Rechtsvorschriften, die gegebenenfalls für Holzvergasungsanlagen zutreffen können, gegeben. Die Republik Österreich ist verpflichtet EU-Richtlinien in nationales Recht einfließen zu lassen bzw. zu übernehmen.

Im Besonderen wird darauf hingewiesen, dass den behandelten Richtlinien, Gesetzen und Normen verschiedene Begriffsdefinitionen für die Anwendungsbereiche zugrunde liegen – dies bedeutet insbesondere, dass die verwendeten Begriffsbestimmungen der Richtlinien und deren Anwendungsbereiche zu beachten sind.

Anlassgebend für die Betrachtungen in diesem Kapitel sind die Fülle an Europäischen Richtlinien und Normen sowie die österreichischen Gesetze, Verordnungen und Normen. Für Biomassevergasungsanlagen können grundlegend folgende Richtlinien in Betracht gezogen werden:

- Maschinen-Richtlinie 98/37/EG
- ATEX Richtlinien der Europäischen Union Richtlinie 1999/92/EG und Richtlinie 1994/9/EG
- Druckgeräterichtlinie 97/23/EG
- Niederspannungsrichtlinie 73/23/EWG vom 19. Februar 1973
- EMV - Richtlinie 89/336/EWG bzw. EMV - Richtlinie 2004/108/EG
- ...

In weiterer Folge wird auf die entsprechenden Richtlinien eingegangen, die ein hohes Maß an Einflussnahme auf die technische Konzeptionierung und die ordnungsgemäße Ausführung (Genehmigungsfähigkeit) der Anlage haben.

5.1 Maschinenrichtlinie

5.1.1 Ziele und Anwendungsbereich

In der Maschinen-Richtlinie [27] sind grundlegende Sicherheits- und Gesundheitsanforderungen für die Beschaffenheit von Maschinen und Sicherheitsbauteilen festgelegt. Demzufolge wird von der Maschinenrichtlinie ein sehr viel breiteres Spektrum an Vorschriften für technische Anlagen abgedeckt, als sie für die betrachteten Anlagen notwendig sind.

Maschinen sind definiert als eine Gesamtheit von miteinander verbundenen Teilen oder Vorrichtungen, von denen mindestens ein Teil beweglich ist, sowie gegebenenfalls von Betätigungsgeräten, Steuer- und Energiekreisen usw., die für eine bestimmte Anwendung, wie die Verarbeitung, die Behandlung, die Fortbewegung und die Aufbereitung eines Werkstoffes zusammengefügt sind.

Sicherheitsbauteile sind definiert als Bauteile, die dem Verwendungszweck nach der Gewährleistung einer Sicherheitsfunktion bei Inverkehrbringung entsprechen müssen und deren Ausfall oder Fehlfunktion

die Sicherheit oder die Gesundheit der Personen im Wirkungsbereich der Maschine gefährden.

Maschinen oder Sicherheitsbauteile dürfen nur in Verkehr gebracht und in Betrieb genommen werden, wenn sie die Sicherheit und Gesundheit von Personen und gegebenenfalls von Haustieren und Gütern bei bestimmungsgemäßem Betrieb nicht gefährden [50].

In der Maschinenrichtlinie sind Maschinen bzw. zusammenhängende Anlagenkomponenten, als verkettete Anlage definiert – mit anderen Worten liegt bei **verketteten Maschinen** bzw. verketteten Anlagen das Zusammenwirken von Maschinen oder Maschinenteilen, die füreinander konzipiert sind, vor. Der Hersteller muss die Maschine so konzipieren und bauen, dass die Befehlseinrichtungen zum Stillsetzen, einschließlich der Notbefehlseinrichtung, nicht nur die Maschine stillsetzen können, sondern auch alle vor- und/oder nachgeschalteten Einrichtungen, falls deren weiterer Betrieb eine Gefahr darstellen kann (siehe Kapitel 6.3).

Die Maschinen-Richtlinie ist **nicht anwendbar** auf

- Maschinen, deren einzige Kraftquelle die menschliche Arbeitskraft ist (ausgenommen Maschinen zum Heben von Lasten),
- Maschinen für medizinische Zwecke in direktem Kontakt mit dem Patienten,
- Jahrmarktgeräte,
- Dampfkessel und Druckbehälter,
- Maschinen speziell für nukleare Verwendung,
- in eine Maschine eingebaute radioaktive Teile,
- Feuerwaffen,
- Lagertanks und Förderleitungen
- Beförderungsmittel (Fahrzeuge, Anhänger, Seeschiffe, bewegliche Offshore Anlagen), Flugzeuge jedoch ausgenommen Fahrzeuge in mineralgewinnenden Betrieben),
- Maschinen für militärische Zwecke,
- Aufzüge und Förderanlagen (mit einigen Ausnahmen)
- ...

Die Inhalte und Zielsetzungen wurden in nationales Recht durch Inkraftsetzen der Maschinensicherheitsverordnung MSV, BGBl. Nr. 306/1994 i.d.F. BGBl. II Nr. 275/2004 übernommen [54].

5.1.2 Behandelte Gefahren

In Anhang I der Maschinen-Richtlinie sind die grundlegenden Sicherheits- und Gesundheitsanforderungen im Detail festgelegt. Dieser Anhang behandelt typische Betriebszustände (z.B. Stillsetzen, Anfahren), bestimmte Arbeitsvorgänge (z.B. Hebevorgänge, Wartung), einzelne Maschinengruppen (z.B. Maschinen zur Holzbearbeitung) und die möglichen Gefahren an den zu betrachtenden Maschinen und Anlagen. Hinsichtlich der Anwendung im Einzelfall kann zur Gefahrenbeurteilung auf die Vorgehenssystematik zurückgegriffen werden.

Folgende Auflistung zeigt einen beispielhaften Auszug behandelter Gefahren aus dem Anhang I der Maschinenrichtlinie [27]:

- Bruchgefahr beim Betrieb
- Gefahren durch elektrische Energie
- Gefahren durch nichtelektrische Energie
- Gefahren durch Montagefehler
- Gefahren durch extreme Temperaturen
- Brandgefahr
- Explosionsgefahr
- Vergiftungs- und Erstickungsgefahr
- Gefahr durch Emission von Stäuben, Gasen
- ...

5.1.3 Anforderungen an den Brand- und Explosionsschutz

Die Anforderungen an den Brandschutz sind in Abschnitt 1.5.6 des Anhangs I der Richtlinie [27] aufgeführt. Vorkehrungen und Hinweise zum Explosionsschutz sind dem Kapitel 1.5.7 der Maschinenrichtlinie zu entnehmen.

Die Maschine muss so konzipiert und gebaut sein, dass jegliche Explosionsgefahr, die von der Maschine selbst oder durch Gase, Flüssigkeiten, Stäube, Dämpfe und andere von der Maschine freigesetzten oder verwendeten Substanzen ausgeht, vermieden wird.

Hierzu hat der Hersteller Maßnahmen zu treffen, um

- eine gefährliche Konzentration der betreffenden Stoffe zu vermeiden,
- eine Zündung explosionsfähiger Atmosphäre zu vermeiden,
- falls es dennoch zu einer Explosion kommen sollte, deren Auswirkungen auf die Umgebung auf ein ungefährliches Maß zu beschränken

Dieselben Maßnahmen sind zu treffen, wenn die Maschine vom Hersteller für den Einsatz in explosionsfähiger Atmosphäre vorgesehen ist. Die zu den Maschinen/Anlagen gehörenden elektrischen Betriebsmittel sowie nichtelektrischen Geräten haben hinsichtlich der Explosionsgefahren und Vermeidungsmaßnahmen den geltenden Einzelrichtlinien zu entsprechen!

5.1.4 Besonderheiten der Maschinenrichtlinie im Vergleich mit der Richtlinie 1999/92/EG (ATEX-137) [30] und Richtlinie 1994/9/EG (ATEX 95) [29]

Bei der Abgrenzung und der Ermittlung des Gültigkeitsbereiches der Maschinenrichtlinie zu den beiden ATEX Richtlinien 95 [29] (1994/9 EG: Herstellerbezogenheit) und ATEX 137 (1999/92/EG: Benutzerbezogenheit) [30] zeigt sich, dass die Ausführungen in der Maschinenrichtlinie über eine allgemeine Abfassung der Brand- und Explosionsschutzproblematik nicht hinausgehen. Die Maschinenrichtlinie behandelt Explosionsgefahren, die von der Maschine selbst ausgehen. Detailliert wird auf den Bereich Explosionsproblematik und Explosionsschutz in den ATEX Richtlinien eingegangen. In Abbildung 5-1 sind der Geltungsbereich bzw. die

schematische Zuordnung der Explosionsthematik zu den verschiedenen Richtlinien ersichtlich.

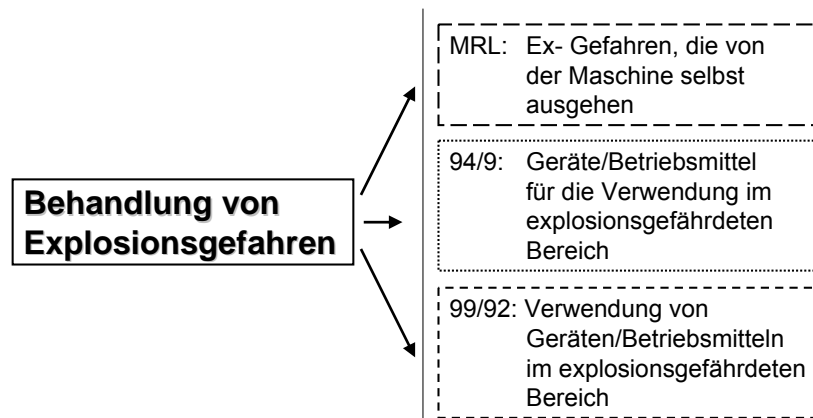


Abbildung 5-1: Behandlung von Explosionsgefahren – Übersicht und Geltungsbereiche

Das nationale Recht wird von den europäischen Richtlinien ATEX 95 und ATEX 137 entsprechend dem Stand des Harmonisierungsprozesses ergänzt. Die Umsetzung der ATEX Richtlinien erfolgt durch die Explosionsschutzverordnung ExSV 1996 [36] für die Inhalte der ATEX 95 Richtlinie und durch die Verordnung Explosive Atmosphäre VEXAT 2004 [37] für die Inhalte der ATEX 137 Richtlinie. So erfasst die Maschinen-Richtlinie im Gegensatz zur ATEX 95 (Herstellerrichtlinie) bzw. ATEX 137 (ArbeitnehmerInnenschutzrichtlinie, Verwenderrichtlinie) folgendes:

- Maschinen, bei denen die Explosionsgefahr nur dadurch entsteht, dass in ihrem Inneren explosionsfähige Atmosphäre auftreten kann,
- Maschinen ohne eigene Zündquelle,
- Maschinen, bei denen das explosionsfähige System nicht aus dem Gemisch eines brennbaren Stoffes mit Luft besteht, z.B. Gemische mit reinem Sauerstoff, reine, zerfallfähige Gase,
- Maschinen, bei denen der Zustand des explosionsfähigen Systems von den so genannten atmosphärischen Bedingungen abweicht, z.B. hoher oder niedriger Druck, hohe oder niedrige Temperatur,
- Maschinen, bei denen die Explosionsgefahr ausschließlich durch die Anwesenheit von Sprengstoffen oder chemisch instabilen Substanzen hervorgerufen wird.
- ...

Es existiert somit keine strikte Trennung zwischen Maschinenrichtlinie und den ATEX Richtlinien - vielmehr sind die Bestimmungen der ATEX-Richtlinien bzw. deren nationale Umsetzungen im Rahmen der Maschinenzertifizierung nach Maschinenrichtlinie zu inkludieren. Die Maschinenrichtlinie zeichnet sich durch das große Spektrum behandelter und tangierender Vorschriften und Details aus, die maßgeblichen Einfluss auf die Gestaltung von Maschinen/Anlagen haben. Im Gegensatz dazu behandelt die ATEX Richtlinie das Spezialthema des Explosionsschutzes. Auf die Besonderheiten der ATEX- Richtlinie wird im folgenden Unterkapitel eingegangen.

5.2 ATEX – *Atmosphères Explosibles* [29] [30]

5.2.1 Einleitung

Definition: Richtlinien der europäischen Union mit prinzipiellen Definitionsbestimmungen, Vorschriften, Gefahrenhinweisen und Vermeidungsmaßnahmen (mitunter in Umsetzungsrichtlinien und Verordnungen) im Umgang mit explosionsgefährdeten Bereichen, allgemein ATEX - Richtlinie (ATEX - “*Atmosphères Explosibles*” = explosionsfähige Atmosphären); Stand 2004: Richtlinie 94/9/EG [29] (ATEX 95) – Wesentliche Anforderungen an die **Hersteller** von Maschinen/Anlagen in/mit explosionsgefährdeten Bereichen; Richtlinie 1999/92/EG [30] (ATEX-137) – Wesentliche Anforderungen an die **Benutzer** von Maschinen/Anlagen in/mit explosionsgefährdeten Bereichen

Die ATEX Richtlinien sind ein für die Sicherheitstechnik relevantes und verbindliches Regelwerk der Europäischen Union. Die ATEX Richtlinien sind vom Europäischen Parlament verabschiedet worden und seither durch Außerkraftsetzen bestehender bzw. Übernahme entsprechend neuer Verordnungen und harmonisierter Normen in Österreich zur Anwendung gebracht worden. Auf nationaler Ebene erfolgte die Umsetzung der ATEX Richtlinien folgend der zeitversetzten Verabschiedung ebenfalls in zwei Schritten. Nach Inkrafttreten der ATEX 95 Richtlinie erfolgte der Übertrag in Österreichisches Recht durch die Explosionsschutzverordnung ExSV 1996 [36]. Bei der ATEX 137 Richtlinie erfolgt die Umsetzung durch die Verordnung Explosive Atmosphäre VEXAT [37].

Die ATEX Richtlinien haben die Zielsetzung durch Einhaltung mehrerer Ansatzpunkte die Steigerung der Arbeitssicherheit in Betrieben, in denen explosive Atmosphären entstehen können, zu erhöhen. Die Richtlinien stützen sich auf folgende Eckpunkte:

- Risiken bewerten
- Ermittlung spezifischer Maßnahmen zur Vermeidung von Gefahren für Mensch und Maschine
- Überwachung der Atmosphäre hinsichtlich der Entstehung explosionsfördernder Bedingungen
- Koordination in Zusammenarbeit mehrerer Unternehmen im Großbaustellenbetrieb
- Erstellung eines Ex-Schutzdokuments bzw. Erstellung der Produktexplosionsschutzdokumentation
- Festlegung von Verantwortlichkeiten (Wer hat für welchen Bereich die Bestimmungen zu erfüllen?)

Die Richtlinien 1994/9/EG bzw. 1999/92/EG haben die Zielsetzung, den freien Warenverkehr innerhalb der Gemeinschaft zu ermöglichen und zu fördern. Dies wird durch die Angleichung von gesetzlichen Mindestanforderungen und die Einhaltung genauer Herstellervorschriften nach ATEX 95 und Benutzervorschriften nach ATEX 137 erreicht. Dabei wird die Einhaltung unbedingt erforderlicher Mindeststandards für die Ausführung von Anlagen erreicht - gesetzlicher wie technischer Rahmen für diese Grundanforderungen wird durch die einschlägigen Gesetze und harmonisierter Normen vorgegeben.

Die Beschlussfassung zum Inkrafttreten von Richtlinien des Parlamentes und Rates der Europäischen Union zieht keine direkten Auswirkungen nach sich – mit dem Beitritt Österreichs zur Europäischen Union ist die Verpflichtung zur Angleichung der entsprechenden Rechtsvorschriften eingegangen worden. Abänderungen die durch Richtlinien herbeigeführt werden sollen schreiben ein striktes Ablaufschema vor.

Das Inkrafttreten der Richtlinie und Verabschieden harmonisierter Normen hat die Löschung der auf nationaler Ebene existierenden Gesetze/Verordnungen und Normen zum entsprechenden Richtlinie- bzw. Normeninhalte zur Folge.

Die durch Richtlinien betroffenen und zuordenbaren Europannormen werden auf die Erfüllung der Richtlinieninhalte überprüft und gelten nur bei vollständiger inhaltlicher Übereinstimmung als harmonisiert.

Die Veröffentlichung harmonisierter Normen erfolgt im Amtsblatt der europäischen Union

Sämtliche europäische Normen sind in das österreichische Normenwerk zu übernehmen und vorhandene nationale Normen für diesen Bereich zurückzuziehen. „Harmonisiert“ wird eine Norm durch die Veröffentlichung im Amtsblatt der EU.

Grundphilosophie ist die Risikobetrachtung und Zoneneinteilung sowie die daraus abgeleiteten (Hersteller) bzw. notwendigen (Benutzer) Vermeidungsmaßnahmen entsprechend der Richtlinien.

5.2.2 ATEX Richtlinien – Der explosionsgefährdete Bereich

Die ATEX Richtlinien verfolgen das Ziel, die Risiken, die sich aus der Verwendung gewisser Produkte in oder im Zusammenhang mit einem explosionsgefährdeten Bereich ergeben, auszuschalten bzw. zumindest auf ein Minimum zu beschränken. In der Grundausrüstung bedeutet dies, dass die Wahrscheinlichkeit des Auftretens einer explosionsfähigen Atmosphäre in der Gesamtheit aller möglichen Betriebszustände betrachtet werden muss, um kritische Pfade hinsichtlich auftretender Gefahren für Mensch und Maschine zu beleuchten.

Im Sinne der ATEX Richtlinien ist eine explosionsfähige Atmosphäre definiert als einerseits die physikalische Bildung entflammbarer Gasgemische und andererseits die Verkettung von Anlagenzuständen, die zur Entzündung des Gemisches (Dichtheit der Anlagen, Zündquellen, Gasströmungen, ...) führen. Die explosionsfähige Atmosphäre (Bereich) setzt sich zusammen:

- aus brennbaren Stoffen in Form von Gasen, Dämpfen, Nebeln oder Stäuben
- und Luft (als Oxidationsmittel)
- unter atmosphärischen Bedingungen
- in dem sich der Verbrennungsvorgang nach erfolgter Entzündung ausbreitet [39].

Obiger Aufzählung folgend ist demnach ein Bereich, in dem die Atmosphäre wegen der örtlichen und/oder betrieblichen Verhältnisse explosionsgefährdet sein kann, als Ex- Bereich zu bezeichnen und zu kennzeichnen. Die Einstufung als Ex- Bereich hat die Verpflichtung zur Einhaltung aller Vorschriften für explosionsgefährdete Bereiche zur Folge.



Zu beachten ist, dass es in Gegenwart von Staub zu erhöhter Explosionsgefahr in Verbindung mit Staubglimmnestern kommen kann. Staubglimmnestern können über weite Anlagenbereiche trotz Inertisierung transportiert werden und so in anderen Anlagenteilen bei Erfüllung der Bedingung einer explosionsfähigen Atmosphäre trotz der durchgeführten Schutzmaßnahmen zu Explosionen führen.

Besondere Aufmerksamkeit wird dem Effekt der Explosionen in gekoppelten Gefäßen geschenkt. Der maximale Explosionsdruck kann dabei ein Vielfaches des Stoffwertes des jeweiligen Gemisches betragen.

Die Kombination dieser beiden Effekte der Explosionsausbreitung, durch die Glutnestbewegung bzw. den Flammendurchschlag sowie explosionsdruckdynamische Vorgänge in gekoppelten Behältern ist im Rahmen der Überlegung für die Ausstattung der Anlage mit entsprechenden technischen und organisatorischen Maßnahmen unbedingt in Betracht zu ziehen. Nebeneffekt, aber nicht zu vernachlässigende Größe, stellt in diesem Zusammenhang die Verstärkung von primären Gasexplosionen auf Grund von sekundären Staubexplosionen dar.

Die **ATEX Richtlinien** sind nur für **explosionsgefährdete Bereiche**, in denen **atmosphärische Bedingungen** herrschen, anzuwenden. In der Durchführungsleitlinie [39] zu den entsprechenden Richtlinien der Europäischen Union sind als atmosphärische Bedingungen Umgebungstemperaturen zwischen **-20° und 60° C** und ein Regelbetriebsdruckbereich zwischen **0,8 bar und 1,1 bar** als Anwendungsbereich definiert. Dies schließt nicht aus, dass Produkte für einen Betrieb außerhalb dieser angegebenen Grenzen ausgelegt und nach ATEX bewertet werden können – jene Produkte sind zusätzlich zu kennzeichnen und müssen eine gesonderte Prüfung für die Eignung durchlaufen. Die Unterscheidung und Zuordnung im konkreten Anwendungsfall ist der Tabelle 5-1 zu entnehmen.

Tabelle 5-1: Unterscheidungsmerkmale der ATEX Richtlinien [55]

ATEX 95 (Richtlinie 94/9/EG)		ATEX 137 Richtlinie 1999/92/EG
Termin für die Anwendung optional: 1. März 1996 endgültig: 1. März 2003	Verhältnis der beiden Richtlinien zueinander	angestrebter Termin für die Anwendung vor / nach 30. Juni 2003
Entwurfs- und Herstellungsprozess von Geräten und Schutzsystemen, einschließlich <ul style="list-style-type: none"> • Inbetriebnahme • Montage von Geräten unterschiedlichen Ursprungs • Herstellung für Eigengebrauch 	<ul style="list-style-type: none"> • bestimmungsgemäße Verwendung • vorhersehbarer Missbrauch • Gebrauchsanweisungen, -informationen • Risikobezogener Ansatz • Risikoeinschätzung • Kategorisierung / Klassifizierung • Dokumentation 	Bestimmungen zum Umgang mit Arbeitsgeräten ebenso wie zur Gestaltung von Arbeitsplätzen, einschließlich <ul style="list-style-type: none"> • entzündbarer/brennbarer Substanzen • Verhütung von und Schutz gegen Explosionen • Explosionsschutzdokument
		

<ul style="list-style-type: none"> • Erwägungsgründe • Kriterien zur Bestimmung von Gerätekategorisierung • grundlegende Gesundheits- und Sicherheitsanforderungen • Konformitätsbewertungsverfahren • CE-Kennzeichnung 	<p>Andere Richtlinien werden in Betracht gezogen, falls sie anwendbar sind, z. B.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Maschinenrichtlinie • EMV-Richtlinie • Rahmen-Richtlinie • Arbeitsmittelbenutzungs-Richtlinie 	<ul style="list-style-type: none"> • Erwägungsgründe • Einteilung von Bereichen • Mindestvorschriften für Sicherheit und Gesundheitsschutz • Auswahlkriterien für Geräte • Warnzeichen für Bereiche
Umsetzung auf nationaler Ebene im Zusammenhang mit Richtlinien, die den freien Warenverkehr vorsehen.		Umsetzung auf nationaler Ebene im Zusammenhang mit der Rahmen-Richtlinie 89/391/EEC
Harmonisierte europäische Normen von CEN/CENELEC	ISO/IEC- Leitfaden 51 CEN/CENELEC Memorandum Nr. 9	Anwendung weiterer Vorschriften im ATEX-Bereich
Basis-Norm: EN 1127-1		
<p>Normungsaktivitäten bezüglich</p> <ul style="list-style-type: none"> • Explosionskenngrößen • Elektrische und nicht-elektrische Geräte • Anlagen und Geräte • Methodologie / Terminologie 	<p style="text-align: center;"><u>Entwurf</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Eigensicherheit</u> • <u>Schutzvorrichtungen</u> • <u>Sicherheitsinformation</u> <p style="text-align: center;"><u>Restrisiken</u></p> <p style="text-align: center;"><u>Risiken, die nach der Herstellung verbleiben.</u></p>	Anwendung von bestehenden oder zukünftigen nationalen und gemeinschaftlichen Bestimmungen, die günstiger sind für den Schutz der Arbeitnehmer, die durch explosionsfähige Atmosphäre gefährdet werden können.
	<u>Anwendung</u>	
<p>Anwendungsleitfaden zur Richtlinie 94/9/EC;</p> <p>Weitere Veröffentlichungen und nützliche Informationen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • zusätzliche Schutzvorrichtungen • Ausbildung • Persönliche Schutzausrüstung • Organisation 	<p>Leitfäden, Informationsunterlagen, Berichte, Beispiele für Zoneneinteilungen,</p> <p>Installation, Instandhaltung etc.</p>

Die Unterscheidungsmerkmale gewährleisten die Abgrenzung der Anforderung für Hersteller und Benutzer/Betreiber von Anlagen in/mit explosionsgefährdeten Bereichen. Hersteller haben für das Entsprechen ihrer Produkte nach ATEX zu sorgen. Betreiber von Anlagen und Komponenten haben für die Auswahl geeigneter Produkte zu sorgen.

An einem Beispiel festgemacht bedeutet dies für den **Hersteller** von Maschinen in Bezug auf die Zündschutzart, dass sein Gerät durch entsprechende konstruktive Ausführung über den geforderten Zündschutz, der durch die Einordnung in eine bestimmte Kategorie zu erfüllen ist, verfügen muss. **Betreiber** von Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen haben entsprechend der Zoneneinteilung ihrer

Anlagen dafür zu sorgen, dass ausschließlich zonengeeignete Geräte zugelassener Kategorien zum Einsatz kommen – Der **Konformitätsnachweis** für die verkettete Maschine ist zu führen. Zu beachten ist, dass im Falle von Planer- und Gesamtunternehmerleistungen deren Unternehmen sowohl von ATEX 95 [29] als auch ATEX 137 [30] betroffen sind und darüber hinaus der Betreiber verpflichtend den Nachweis laut ATEX 137 [30] zu führen hat.

5.2.3 ATEX 95 – Auswirkungen für den Hersteller [29]

Die Richtlinie 94/9/EG des Rates vom 23.03.1994 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten für Geräte und Schutzsysteme zur bestimmungsgemäßen Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen umfasst ein umfangreiches Maßnahmen- und Vorschriftenpaket für die Hersteller derartiger Geräte und Schutzsysteme. Rechtliche Umsetzung dieser Richtlinie stellt in Österreich die ExSV 1996 [36] dar.

5.2.3.1 Allgemeines

Die Richtlinie sieht gezielte und koordinierte Maßnahmen für die Herstellung von Geräten und Schutzsystemen vor.

Unter Geräten und Schutzsystemen sind Maschinen, Betriebsmittel, stationäre oder ortsbewegliche Vorrichtungen, Steuerungs- und Ausrüstungsteile sowie Warn- und Vorbeugesysteme, die einzeln oder kombiniert zur Erzeugung, Übertragung, Speicherung, Messung, Regelung und Umwandlung von Energien und/oder zur Verarbeitung von Werkstoffen bestimmt sind und eine eigene potentielle Zündquelle aufweisen und dadurch Explosionen verursachen können, zu sehen. In der Richtlinie wird in Bezug auf den Begriff des Gerätes unterschieden in:

Einteilung von Geräten:

- **Baugruppen**
Baugruppen bestehen prinzipiell aus zwei oder mehreren Teilgeräten, die sich dadurch auszeichnen, dass sie von einem Hersteller zu einer zusammenhängenden funktionellen Einheit verbunden werden. Bezüglich der Konformitätsbewertung wird auf den einschlägigen Richtlinien-text verwiesen – Die Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten von Teilgeräten schlägt sich in ausgeprägten Vorschriften für das Konformitätsbewertungsverfahren nieder.
- **Installationen**
Im Regelfall ist man an technischen Anlagen vor die Tatsache gestellt, dass Installationen von verschiedenen Herstellern unterschiedlicher Fachrichtungen gefertigt und montiert werden. Die Teileinheiten verfügen für den bestimmungsgemäßen Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen über eine entsprechende Zertifizierung als gelieferte Teileinheit einer Gesamtanlage. Die ATEX Richtlinie formuliert jedoch für das ordnungsgemäße Zusammenwirken der Anlagenteile bzw. der gesamten Installation keine Vorschriften – Installationen sind in der ATEX 95 nicht erfasst. Für die ordnungsgemäße Installation der Gesamtanlage

zeichnet der Anwender/Betreiber verantwortlich – Eindeutige Regelungen darüber sind der Richtlinie 99/9/EG - ATEX 137 [29] bzw. den einschlägigen Gesetzen und Verordnungen zu entnehmen. Weiters wird die Maschinenrichtlinie herangezogen, in der die verkettete Maschine zu definieren ist und eine **Konformitätserklärung** für die Gesamtanlage zu erstellen ist.

- Elektrische Geräte

Die Beurteilung elektrischer Geräte erfolgt durch getrennte Betrachtung des elektrischen und nicht elektrischen Teiles des elektrischen Gerätes. In der Konformitätsbeurteilung wird ein elektrisches Gerät als zusammengesetzte Einheit von elektrischem Gerät, das mit einem mechanischen Teil verbunden ist, betrachtet (z.B. Wasserpumpe als elektrische Gerät: Elektrischer Teil ist der Motor. Mechanischer Teil ist die Pumpe.).

- Schutzsysteme

Schutzsysteme sind Komponenten, die anhaltend Explosionen stoppen und/oder den von Explosionsflammen oder –drücken betroffenen Bereich begrenzen sollten. Als Schutzsysteme finden in Anlagen mit ausgewiesenen explosionsgefährdeten Bereichen:

- Explosionsdruckentlastungseinrichtungen
- Explosionsentkopplungseinrichtungen
- Wassersperren
- Flammendurchschlagsicherungen
- Feuerlöschsperrn

Anwendung.

- Komponenten

Per Definition sind Komponenten Bauteile, die für den sicheren Betrieb von Geräten und Schutzsystemen erforderlich sind, ohne jedoch selbst eine autonome Funktion zu besitzen.

5.2.3.2 Heranführung des Gerätes an die ATEX Konformität

In der ATEX-Analyse wird von der Beurteilung der Ist-Situation ausgegangen. Prinzipiell sind die Fragen nach

- dem Vorhandensein eines explosionsgefährdeten Bereiches (siehe Kapitel 5.2.2) bzw.
- nach der Art des zu beurteilenden Bauteiles oder der zu beurteilenden Anlagen (siehe Kapitel 5.2.3.1)

zu stellen.

Je nach Art des eingesetzten Bauteiles oder der funktionellen Einheit (Gerät, Schutzsystem, usw.) sind entsprechende Bedingungen für die konforme Ausführung notwendig. Der abgeschlossenen Analyse können die Informationen entnommen werden, die zu einer ATEX Bewertung berechtigen bzw. können Verbesserungsmaßnahmen zur Verbesserung des funktionell technischen Konzeptes entnommen

werden um den Erfordernissen für den Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen gerecht zu werden. Im Abgleich der technischen Eigenschaften mit den Anforderungen (örtlichen bzw. baulichen Gegebenheiten) an das Gerät hat der Hersteller durch Festlegung einer Gerätegruppe bzw. –kategorie das entsprechende Konformitätsbewertungsverfahren zu verwenden. Prinzipiell wird bei den Geräten in Gruppen und innerhalb der Gruppen in Kategorien unterschieden [36].

- Geräte der **Gruppe I**

Die Geräte der **Gruppe I** sind für den Betrieb **Untertage** vorgesehen. Die erschwerten Betriebsbedingungen bedingen die getrennte Betrachtung und Kategorisierung nach ATEX.

- **G I: Kategorie M1**

Die Kategorie M 1 umfasst Geräte, die konstruktiv so gestaltet sind und erforderlichenfalls zusätzlich mit besonderen Schutzmaßnahmen versehen sind, dass sie in Übereinstimmung mit den vom Hersteller angegebenen Kenngrößen betrieben werden können und ein **sehr hohes Maß** an Sicherheit gewährleisten. Die Geräte dieser Kategorie sind zur Verwendung in untertägigen Bergwerken sowie deren Übertageanlagen bestimmt, die durch Grubengas und/oder brennbare Stäube gefährdet sind. Geräte dieser Kategorie müssen selbst bei seltenen Gerätestörungen in vorhandener explosionsfähiger Atmosphäre weiterbetrieben werden und weisen daher Explosionsschutzmaßnahmen auf, so dass beim Versagen einer apparativen Schutzmaßnahme mindestens eine zweite unabhängige apparative Schutzmaßnahme die erforderliche Sicherheit gewährleistet bzw. beim Auftreten von zwei unabhängigen Fehlern noch die erforderliche Sicherheit gewährleistet wird.

- **G I: Kategorie M2**

Die Kategorie M 2 umfasst Geräte, die konstruktiv so gestaltet sind, dass sie in Übereinstimmung mit den vom Hersteller angegebenen Kenngrößen betrieben werden können und ein **hohes Maß** an Sicherheit gewährleisten. Geräte dieser Kategorie sind zur Verwendung in untertägigen Bergwerken sowie deren Übertageanlagen bestimmt, die durch Grubengas und/oder brennbare Stäube gefährdet sind. Beim Auftreten einer explosionsfähigen Atmosphäre müssen die Geräte abgeschaltet werden können. Die apparativen Explosionsschutzmaßnahmen innerhalb dieser Kategorie gewährleisten das erforderliche Maß an Sicherheit bei normalem Betrieb, auch unter schweren Betriebsbedingungen und insbesondere bei rauher Behandlung und wechselnden Umgebungseinflüssen.

- Geräte der **Gruppe II**

Die Geräte der **Gruppe II** sind für den Betrieb in explosionsgefährdeten Bereichen, **außer** dem Einsatz **Untertage** vorgesehen.

- **G II: Kategorie 1**

Geräte der Kategorie 1 sind konstruktiv so gestaltet, dass sie in Übereinstimmung mit den vom Hersteller angegebenen Kenngrößen betrieben werden können und ein **sehr hohes Maß** an Sicherheit gewährleisten. Geräte dieser Kategorie sind zur Verwendung in Bereichen bestimmt, in denen eine **explosionsfähige Atmosphäre**, die aus einem

Gemisch von Luft und Gasen, Dämpfen oder Nebeln oder aus Staub/Luft-Gemischen besteht, **ständig oder langfristig** oder häufig vorhanden ist. Geräte dieser Kategorie müssen selbst bei selten auftretenden Gerätestörungen das erforderliche Maß an Sicherheit gewährleisten und weisen daher Explosionsschutzmaßnahmen auf, so dass beim Versagen einer apparativen Schutzmaßnahme mindestens eine zweite unabhängige apparative Schutzmaßnahme die erforderliche Sicherheit gewährleistet bzw. beim Auftreten von zwei unabhängigen Fehlern die erforderliche Sicherheit gewährleistet wird.

○ **G II: Kategorie 2**

Kategorie 2 umfasst Geräte, die konstruktiv so gestaltet sind, dass sie in Übereinstimmung mit den vom Hersteller angegebenen Kenngrößen betrieben werden können und **ein hohes Maß an Sicherheit** gewährleisten. Geräte dieser Kategorie sind zur Verwendung in Bereichen bestimmt, in denen damit zu rechnen ist, dass eine explosionsfähige Atmosphäre aus Gasen, Dämpfen, Nebeln oder Staub/Luft-Gemischen gelegentlich auftritt. Die apparativen Explosionsschutzmaßnahmen dieser Kategorie gewährleisten selbst bei häufigen Gerätestörungen oder Fehlerzuständen, die üblicherweise zu erwarten sind, das erforderliche Maß an Sicherheit.

○ **G II. Kategorie 3**

Kategorie 3 umfasst Geräte, die konstruktiv so gestaltet sind, dass sie in Übereinstimmung mit den vom Hersteller angegebenen Kenngrößen betrieben werden können und ein **Normalmaß an Sicherheit** gewährleisten. Geräte dieser Kategorie sind zur Verwendung in Bereichen bestimmt, in denen nicht damit zu rechnen ist, dass eine explosionsfähige Atmosphäre durch Gase, Dämpfe, Nebel oder aufgewirbelten Staub auftritt, aber wenn sie dennoch auftritt, dann aller Wahrscheinlichkeit nach nur selten und während eines kurzen Zeitraums. Geräte dieser Kategorie gewährleisten bei normalem Betrieb das erforderliche Maß an Sicherheit.

Dieser Betrachtung wird eine Risikobewertung zu Grunde gelegt, die für den Einsatzfall des jeweiligen Gerätes erstellt werden muss. In der Risikobeurteilung selbst werden mit Hilfe eines wahrscheinlichkeitstheoretischen Ansatzes Gefahren und deren Auswirkungen ermittelt und bewertet um Maßnahmen zur Verhinderung der bewerteten Gefahren setzen zu können (siehe Kapitel 6.3).

5.2.3.3 Konformitätsbewertungsverfahren und Konformitätsdokumentation

Die Vorgehensweise im Konformitätsbewertungsverfahren ist ein standardisiertes Verfahren indem in Abhängigkeit der vorliegenden Gerätegruppe bzw. Gerätekategorie entsprechende Bewertungskriterien überprüft und erfüllt werden müssen. Es kommen dafür folgende Prüfungsverfahren in Frage:

- **EG – Baumusterprüfung**

In der EG- Baumusterprüfung prüft und bestätigt eine benannte Stelle, dass für die betreffende Produktion ein repräsentatives Muster den einschlägigen

Vorschriften der Richtlinie entspricht. Der Hersteller von Produkten, die nach EG-Baumusterprüfung gefertigt werden, hat im Produktionsprozess mit entsprechend höherem Aufwand für die Kontrolle, Steuerung und Verbesserung der Qualität seiner Produkte zu sorgen um für die Funktionalität, Fehlerfreiheit und Ausfallssicherheit entsprechend dem geprüfem Baumuster garantieren zu können.

- **Qualitätssicherung in der Produktion**

Der Hersteller hat für die betreffenden Produkte entsprechend der in der **EG-Baumusterprüfbescheinigung** beschriebenen Bauart sicherzustellen und zu erklären, dass das Produkt die einschlägigen Anforderungen der Richtlinie erfüllt. Entsprechend den Anforderungen, welche die Verordnung an den Produktionsprozess stellt, ist ein entsprechendes Qualitätsmanagementsystem zu installieren und in Zusammenarbeit mit der benannten Stelle (Kontroll- und Steuerungsfunktion) zu betreiben.

- **Prüfung der Produkte**

Sie umfasst die eingehende Überprüfung der Produkte auf ihre in der **EG-Prüfmusterbescheinigung** ausgewiesenen Funktionen und Eigenschaften.

- **Konformität der Bauart**

Zur Erreichung der Konformitätskriterien sind umfangreiche Maßnahmen in der Produktionskette durchzuführen – für deren Einhaltung ist der Hersteller verantwortlich.

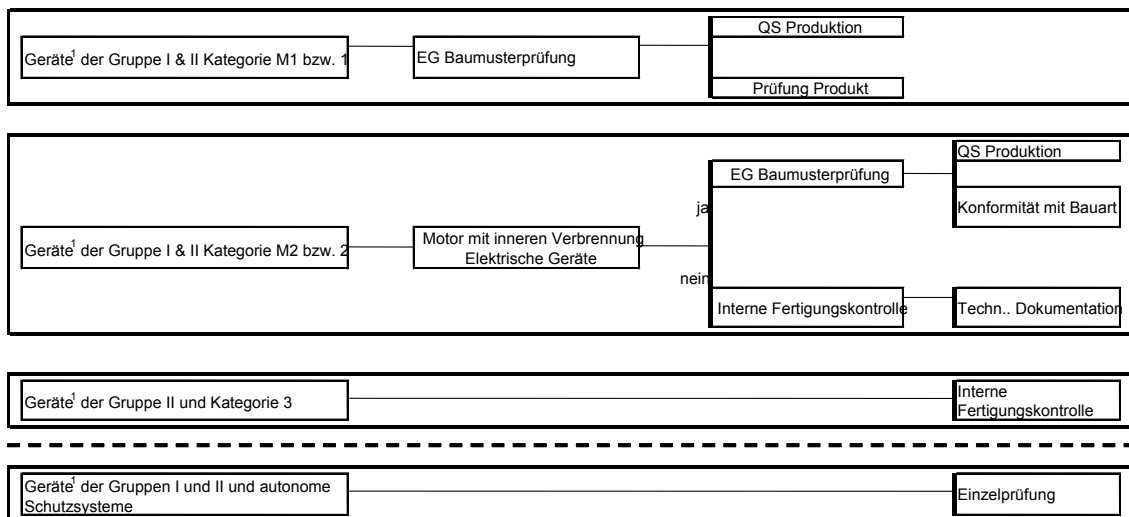
- **Interne Fertigungskontrolle**

Bei Geräten entsprechender Kategorie ist durch interne Fertigungsprotokolle sicherzustellen, dass sie den einschlägigen Vorschriften der Richtlinie bzw. Verordnung entsprechen. Der Hersteller oder sein im Europäischen Wirtschaftsraum ansässiger Bevollmächtigter bringt an jedem Gerät die CE-Kennzeichnung an und stellt eine schriftliche Konformitätserklärung aus. Die Unterlagen sind über 10 Jahre hindurch aufzubewahren und müssen gegebenenfalls einsehbar sein.

- **Einzelprüfung**

Im Verfahren der Einzelprüfung wird durch den Hersteller sichergestellt und erklärt, dass das betreffende Gerät oder Schutzsystem die einschlägigen Anforderungen der Richtlinie erfüllt. Der Hersteller oder sein im Europäischen Wirtschaftsraum ansässiger Bevollmächtigter bringt die CE-Kennzeichnung an dem Gerät oder Schutzsystem an und stellt eine Konformitätserklärung aus. Die benannte Stelle führt die Prüfung der dem Produkt zu Grunde liegenden Informationen der Konformitätserklärung durch.

In Tabelle 5-2 ist eine Übersicht über die Zuordnung von Gerätegruppen und – Kategorien an die einzelnen Prüfverfahren dargestellt – mit den entsprechenden Randbedingungen der nummerierungsmäßig niedrigsten Gerätekategorie ist der größte Aufwand für das Konformitätsbewertungsverfahren verbunden (z.B. Qualitätssicherung in der Produktion und Konformität der Bauart, incl. Bestätigung der benannten Stelle, ...) - bei den Gerätegruppen und – Kategorien der Gruppe II, Kategorie 3 reicht die interne Fertigungskontrolle aus.



(¹) ... und deren Komponenten, wenn gesondert bescheinigt

Abbildung 5-2: Tabelle für die Zuordnung von Prüfverfahren in den Gerätegruppen bzw. -kategorien

Neben der Kontrolle des Fertigungsablaufes steht die technische Konzeptionisierung des Produktes an vorrangiger Stelle der Produktentwicklung und –fertigung. Darüber hinaus enthält die Richtlinie „Prinzipien des integrierten Explosionsschutzes“, die dem Anhang II der Richtlinie 94/9/EG bzw. der ExSV zu entnehmen sind. Dem Grunde nach folgen die Maßnahmen den primären, sekundären und tertiären Maßnahmen des Explosionsschutzes, auf die in Kapitel 5.2.4.2 näher eingegangen wird.

5.2.3.4 Gerätekennzeichnung und erweiterte Kennzeichnung

Die Richtlinie bzw. Verordnung verlangt neben der Ausstellung der umfassenden Produktdokumentation die Kennzeichnung der Produkte. Darunter fallen die CE- bzw. die Ex- Kennzeichnung.

- CE Kennzeichnung
Die CE- Kennzeichnung ist in der Regel Teil des Konformitätsverfahrens und bürgt durch die grundlegenden Bestimmungen bei Produkten, die ein CE Kennzeichen tragen, für die Einhaltung der Anforderungen, die der Einsatzzweck bzw. die Einsatzbedingungen für das Produkt mit sich bringen. Die anzuwendenden Konformitätsbewertungsverfahren werden in den betreffenden Richtlinien nach dem neuen Konzept auf der Grundlage der Konformitätsbewertungsverfahren beschrieben, die im Beschluss des Rates 93/465/EWG festgelegt sind. Ist ein Produkt mehreren Richtlinien unterworfen, die alle die Anbringung der CE-Kennzeichnung vorsehen, zeigt die Kennzeichnung an, dass das Produkt als mit den Bestimmungen aller dieser Richtlinien im Einklang stehend vermutet wird.



- „EX“ – Kennzeichnung
Geräte, Schutzsysteme und Komponenten (entsprechend ATEX 95) müssen die spezielle Explosionsschutzkennzeichnung tragen. Die Kennzeichnung in-

formiert über die Gerätegruppe bzw. –kategorie. Im Zusatz wird die spezielle Einsatzzeichnung für Geräte der Gruppe II mit den Buchstaben D (geschützt gegen Gefahren in staubexplosionsgefährdeten Bereichen - dust) und G (geschützt gegen Gefahren in gasexplosionsgefährdeten Bereichen - gas).

- **Erweiterte EX – Kennzeichnung „EEX“**
Neben der grundlegenden Kennzeichnung durch das Ex-Symbol mit der Gruppen- und Kategoriezuordnung sowie der speziellen Einsatzzeichnung wird zusätzlich eine erweiterte Kennzeichnung angewandt. Sie betrifft die Kennzeichnung elektrischer Betriebsmittel mit den entsprechenden Zündschutzarten und Geräte mit der Einordnung in Temperaturklassen. Die Kennzeichnung erfolgt mit dem „EEx“ Symbol. Dieses Symbol gilt als Kennzeichen dafür, dass das Produkt mit einer oder mehreren Normen der Reihe EN 50 0xx übereinstimmt.

5.2.4 ATEX 137 – Auswirkung auf die Betreiber [30]

Die ATEX 137 umfasst den Bereich des betrieblichen Ex – Anlagenschutzes und zielt in der Wahl der Maßnahmen auf den Schutz der ArbeitnehmerInnen im Sinne des ArbeitnehmerInnenschutzgesetzes, der Umwelt und der Anlagenteile ab. Der Betreiber und in indirekter Folge das mit der Errichtung der Anlagen betraute Unternehmen haben für die Ausführung der Anlagen entsprechend der Rahmenbedingungen der Richtlinie durch Kombination der Maßnahmen zum technischen und organisatorischen Explosionsschutz zu sorgen. Die Bestimmungen der ATEX 137 sind in österreichisches Recht durch Inkrafttreten der VEXAT – Verordnung explosionsfähige Atmosphäre [37] umgesetzt worden. Durch die Verpflichtung zur Angleichung der Rechtsvorschriften an Vorgaben von europäischen Richtlinien ist die VEXAT inhaltlich an die Richtlinie 99/92/EWG bzw. deren Leitlinie zur Umsetzung angelehnt.

Im Folgenden wird näher auf die VEXAT eingegangen, da diese Verordnung maßgebend für die Gestaltung der Anlagenteile/-bereiche ist. Die VEXAT - Verordnung explosive Atmosphären - gliedert sich in folgende Abschnitte:

1. Anwendung der Verordnung - Allgemeine Bestimmungen
 - Allgemeines (Anwendungsbereich, Begriffsbestimmungen, Explosionsfähige Atmosphäre, Explosionsfähiger Bereich)
 - Gefahren in explosionsgefährdeten Bereichen (Beurteilung und Ermittlung der Explosionsgefahren, Explosionsschutzdokument und Gefahrenanalyse)
 - organisatorische Maßnahmen zum Explosionsschutz (Unterweisung, Freigabe, Information, Prüfung und Messung)
2. Explosionsschutz – Maßnahmen
 - Grundsätze des Explosionsschutzes
 - Primärer Explosionsschutz (umfasst die Vermeidung von explosionsgefährdeter Atmosphäre – brennbare Gemische; technische Maßnahmen der Mess- und Prozessleittechnik)
 - Einstufung und Kennzeichnung explosionsgefährdeter Bereiche und bauliche Ausführung von explosionsgefährdeten Bereichen
 - Sekundärer Explosionsschutz (Verhinderung von Zündquellen)

- Anforderungen an die elektrische Anlage und an Gegenstände in explosionsgefährdeten Bereichen, Vorsorge für Störungen sowie die Ausführung von Behältern und ähnlichen Betriebseinrichtungen
- Tertiärer Explosionsschutz – Konstruktiver Explosionsschutz (wenn es trotz der Primär- und Sekundärmaßnahmen zu Explosionen kommt, werden Anlagen/Anlagenteile durch technische Einrichtungen vor unzulässigem Schaden geschützt, Tertiärmaßnahmen bieten Schutz vor mit Restwahrscheinlichkeit eintretenden Explosionsvorgängen)

3. Übergangs- und Schlussbestimmungen

5.2.4.1 Allgemeine Bestimmungen – Anwendungsbereich

5.2.4.1.1 Allgemeines

Der Anwendungsbereich dieser Verordnung umfasst Arbeitsmittel gemäß ASchG [87], die eigene potentielle Zündquellen aufweisen (Geräte und Schutzsysteme gemäß ExSV 1996 [36] sowie elektrische Betriebsmittel und medizinische elektrische Geräte). Weiters wird der Bereich von Tätigkeiten, die das Auftreten potentieller Zündquellen nach sich ziehen (mechanische Funken, Durchführung von Schweißarbeiten, etc.) erfasst. Gemäß den Bestimmungen der Verordnung haben in explosionsgefährdeten Bereichen verwendete Arbeitsmittel den jeweiligen Zonenanforderungen zu genügen.

Der explosionsgefährdete Bereich gilt als jener Bereich in dem unter den Randbedingungen des Anlagenbetriebs eine explosionsfähige Atmosphäre entstehen kann. Das Auftreten von explosionsgefährdeten Bereichen zieht technische Maßnahmen zur Wahrung der Arbeitssicherheit und zum Schutz der Gesundheit von ArbeitnehmerInnen in diesen exponierten Bereichen nach sich. Die geforderten Schutzmaßnahmen zielen auf die Beherrschung und Abwendung des Auslösens von explosionsartigen Vorgängen in explosionsfähigen Atmosphären ab. Die explosionsfähige Atmosphäre entsprechend dieser Verordnung ist ein Gemisch aus Luft oder anderer oxidativer Atmosphäre und brennbaren Gasen, Dämpfen, Nebeln oder Stäuben, in dem sich der Verbrennungsvorgang nach erfolgter Entzündung auf das gesamte unverbrannte Gemisch überträgt.

5.2.4.1.2 Gefahren in explosionsgefährdeten Bereichen

Die Ermittlung, Beurteilung und Vermeidung von potentiellen Gefahren, durch die ArbeitnehmerInnen in ihrer Gesundheit beeinträchtigt werden können ist die grundlegende Philosophie, welche hinter der ATEX 137 Richtlinie steht. Im Sinne dieses Anforderungsprofils ist die Durchführung einer umfassende **Risikobeurteilung** sowie deren Dokumentation entsprechend der Richtlinie 1999/92/EWG (ATEX 137) für den Betreiber von Anlagen mit ausgewiesenen explosionsgefährdeten Bereichen unerlässlich. Die Gefahrenanalyse umfasst die wahrscheinlichkeitstheoretische Betrachtung des Auftretens von explosionsgefährdeten Atmosphären im Anlagennormalbetrieb, Anlagenstörbetrieb sowie die Durchführung von Inspektionen, Instandhaltungsarbeiten etc. gemäß VEXAT 2004 §6(3).

Vom Anlagenbetreiber ist entsprechend VEXAT ein **Explosionsschutzdokument** gefordert. Das Explosionsschutzdokument beinhaltet folgende Punkte:

- Risikoauflistung und deren Bewertung für den Anlagennormalbetrieb, Anlagenstörbetrieb sowie die Durchführung von Arbeit (gemäß VEXAT 2004 §6(3))
- Durchführung von Gefahrenvermeidungsmaßnahmen mit deren Begründung
- Durchführung der Zoneneinteilung
- Nachweis über die Sicherheitsvorkehrungen an der Arbeitsstätte sowie der Auswahl der verwendeten Arbeitsmittel
- Klärung der Verantwortlichkeit

Dem entsprechenden Durchführungsleitfaden [39] sind exemplarische Explosionsschutzdokumente angefügt.

5.2.4.1.3 Organisatorische Maßnahmen

Die organisatorischen Maßnahmen zum Explosionsschutz umfassen Aktivitäten im Alltagsbetrieb, die zu einer Erhöhung der Arbeitssicherheit führen. Hersteller ihrerseits sind verpflichtet Empfehlungen und Grundlagen für die Durchführung organisatorischer Maßnahmen im Rahmen der Erstellung von Betriebsanweisungen, etc. bereitzustellen. Betreiber werden angehalten folgende Punkte zu beachten:

- Aufstellung eindeutiger Vorschriften, Durchführungen entsprechender Kennzeichnung und Beschilderung von Gefahrenstellen, Arbeitsbereichen, etc.
- Anfertigung von Betriebs- und Wartungsanweisungen
- Achten auf entsprechende Qualifikation der Arbeiter an den Anlagen
- Unterweisung der Arbeitnehmer
- Arbeitsfreigabesystem
- Vorgehensweise bei Wartungsarbeiten/Durchführung von Wartungsarbeiten
- Prüfung und Überwachung

Explizit wird durch eine Reihe von Paragraphen auf diese organisatorischen Maßnahmen eingegangen und deren Einhaltung verpflichtend vorgeschrieben. Im Rahmen der Durchführung von organisatorischen Maßnahmen zum Explosionsschutz besteht die Verpflichtung der Koordination der Zusammenarbeit/Mitarbeit zwischen Stammpersonal und Fremdpersonal bzw. zwischen Fremdpersonal und Fremdpersonal, speziell für den Betreiber bzw. Verantwortlichen für die Einhaltung der Explosionsschutzmaßnahmen. Im Vordergrund stehen Schutzmaßnahmen zur sicheren Zusammenarbeit bei der Durchführung von Installations-, Wartungs- und Umbauarbeiten.

5.2.4.2 Explosionsschutz – Maßnahmen

5.2.4.2.1 Primärer Explosionsschutz

Die primären Maßnahmen zum Explosionsschutz umfassen die prinzipielle Vermeidung von einer entflammaren Gasatmosphäre. Primärmaßnahmen umfassen Aktivitäten zur Überwachung der Brennstoff – Oxidationsmittelkonzentration.

Vermeiden von explosiver Atmosphäre

- Erhöhte Anforderung an die Dichtheit von Anlagen und Anlagenkomponenten,
- Wahl geeigneter Komponentenverbindungselemente und Abdichtungsmaterialien zur Erhöhung der Haltbarkeit – Leckagen durch Dichtungsalterung und Verschleiß
- Konzentrationsbegrenzung in der Anlage
- Inertisierung
- Lüftung: Verhinderung oder Einschränkung der Bildung explosionsfähiger Atmosphäre in der Umgebung von Anlagen
- Einsatz von Gaswarnanlagen in Kombination mit Atmosphärenüberwachung in der Anlagenumgebung
- Vermeidung der Staubentwicklung oder Staubaufwirbelung
- Ersatz von Brennstoffen
- Einsatz geeigneter Mess- und Prozessleittechnik

Für den Anlagenbereich ist die Kombination obiger Möglichkeiten in Betracht zu ziehen. Im Anlageninneren ist demzufolge die Sauerstoffkonzentration zu überwachen. Beim Erreichen eines Schwellwertes, welcher einem Bruchteil der Produktgaszusammensetzung zugeordneten Sauerstoffgrenzkonzentration entspricht, sind sofortige prozesstechnische Maßnahmen zu ergreifen.

Aus der Notwendigkeit der stetigen bzw. un stetigen Überwachung diverser Prozessparameter lassen sich für die Explosionsschutzmaßnahmen kritische Kenngrößen überwachen (Druck, Temperatur, Gaskonzentration, optisches Messsystem - Funkenflug). Andererseits muss bei Auftreten unerlaubter Prozessgrößen die Warnung vor drohender Gefahr durch Betriebszustände gewisser Anlagenabschnitte sowie der schnelle prozesstechnische Eingriff zur Behebung unerlaubter Prozesszustände durch hinterlegte Notfallprozessregelroutinen erfolgen. Diese Anforderungen können nur durch ein geeignetes Prozessleitsystem bzw. Automatisierungssystem erfüllt werden. Dabei wird an das System nicht nur die Anforderung herkömmlicher Mess- und Regeltätigkeit im Rahmen des Normalbetriebes gestellt sondern auch die Möglichkeit der software- und/oder hardwaremäßigen Implementierung von Sicherheitsroutinen.

5.2.4.2.2 **Sekundärer Explosionsschutz**

Wird durch die technische Ausführung zur Erfüllung der Anforderungen an den primären Explosionsschutz das Auftreten von entflammbarem Brennstoff – Oxidationsmittelgemischen über einen längeren Zeitraum nicht verhindert, so ist seitens der technischen Anlagengestaltung für die Einhaltung der Anforderungen der Sekundärmaßnahmen zu sorgen. „Technische Sekundärmaßnahmen“ bewerkstelligen die Vermeidung von Zündquellen. Für den Umgang mit Zündquellen wird wie folgt vorgegangen:

- **Einteilung der Zündquellen**
In der Systematik ist die theoretische Einteilung der Zündquellen zu finden, um möglichen Gefahrenquellen gezielte Gegenmaßnahmen zuordnen zu können. Mögliche Zündquellarten, von denen besondere Gefahr hinsichtlich möglicher Explosion ausgeht, sind durch Verordnungen und Normen hinreichend beschrieben und umfassen die Beschreibung von heißen Oberflächen, Flammen und heißen Gasen, mechanischen Funken, elektrischen Anlagen, elektrischen Ausgleichsströmen, statischer Elektrizität, Blitzschlag, elektromagnetischer Felder, elektromagnetischer Strahlung, ionisierender Strahlung, Ultraschall, adiabatischer Kompression sowie chemischer Reaktionen.
- **Zoneneinteilung nach ATEX**
Die Kategorisierung bzw. Zoneneinteilung erfolgt, um Ausmaß und Häufigkeit von auftretenden entflammbaren Gasatmosphären im Normal- und Störbetriebsfall durch Kategorisierung bzw. Zoneneinteilung zu berücksichtigen. Hinsichtlich der Nomenklatur unterscheiden sich ATEX 137 in der Bezeichnung der Klassifizierungsbereiche unterschiedlicher Gefahrenwirkung auf Grund unterschiedlicher Einwirkdauern und unterschiedlich hoher Konzentrationen in auftretenden Gas- Oxidationsmittelgemischen.
- **Umfang der Schutzmaßnahmen zonenabhängig**
Von der Risikobeurteilung kommend ist der Umfang der sekundären Schutzmaßnahmen wie auch bei den anderen Schutzmaßnahmen festzulegen. Die getroffenen Annahmen und Entscheidungsvorgänge die zu der jeweilig getroffenen Entscheidung über den gewählten Umfang der Schutzmaßnahmen geführt haben sind nachvollziehbar und plausibel zu erbringen und entsprechend zu dokumentieren.

5.2.4.2.3 **Tertiärer Explosionsschutz**

Die tertiären Explosionsschutzmaßnahmen greifen, wenn die Anlage durch die vorangegangenen Maßnahmenpakete nicht ausreichend vor dem Auftreten einer Explosion geschützt werden konnte. Tertiärmaßnahmen umfassen den gesamten Bereich von konstruktiven Explosionsschutzmaßnahmen, die eine Minimierung der Auswirkungen auf Mensch und Maschine beim Auftreten von Explosionen zum Ziel haben. Je nach Art der Anlagenausführung wird in verschiedene mögliche Anlagen-

bauweisen zum Erreichen der Vorgaben des tertiären Explosionsschutzes unterschieden:

- explosionsfeste Bauweise
 - explosionsdruckfeste Bauweise
Alle Anlagenteile sind auf den maximalen Explosionsdruck des jeweiligen verwendeten Gasgemisches auszulegen. Dabei dürfen betroffene Anlagenteile durch den Druckstoß nicht beschädigt bzw. die Außenhülle nicht deformiert werden.
 - explosionsdruckstoßfeste Bauweise
Alle Anlagenteile sind ebenfalls auf den maximalen Explosionsdruck des jeweiligen verwendeten Gasgemisches auszulegen. Es dürfen jedoch andere maximale Werkstoffbelastungsgrenzwerte ausgenützt werden. Beim Auftreten von Explosionsdruckstößen ist dafür Sorge zu tragen, dass die jeweilige Bauteilaußenhülle nicht aufreißt – bleibende Deformationen hingegen sind zulässig.
- druckentlastete Bauweise
Bei der Wahl einer druckentlasteten Bauweise kommt es durch Einsatz von Druckentlastungseinrichtungen, die im Explosionsfall eine Expansion der explodierenden Gase in die Umgebung ermöglichen, zu einer Senkung des maximalen Explosionsdruckes auf einen reduzierten Explosionsdruck. Der reduzierte Explosionsdruck ist abhängig von der gewählten Druckentlastungseinrichtung bzw. deren Ansprechdynamik und den Explosionskenngrößen der Gasgemische. Bei druckentlasteter Bauweise ist auf das funktionale und geometrische Zusammenspiel von Anbindeleitung, Druckentlastungseinrichtung und Ausblaseleitung zu achten – vor allem kommt es auf die strömungstechnisch richtige Auslegung genannter Apparateile an, die eine kontrollierte Ableitung des Explosionsvorganges gewährleisten und keine zusätzliche Verstärkung der Primärexplosion provozieren [40], [41].
Es gibt verschiedene Möglichkeiten eine Druckentlastung von Anlagenteilen zu bewerkstelligen. Die häufig verwendeten Druckentlastungen sind:
 - Berstscheiben
 - Explosionsklappen
 - Explosionsventile
 - Q-Rohre

In Bezug auf die Verwendbarkeit wird im jeweiligen Fall ausdrücklich auf die Beachtung von Herstellerangaben, Herstellereinbauvorschriften und die Dauerbetriebsfähigkeit der Druckentlastungsöffnung verwiesen!

- Verhinderung der Explosionsübertragung – Explosionsentkopplung
Bei einer Anordnung mehrerer miteinander verbundener Behälter, wie sie im technischen Apparatebau vorkommt, ist für eine Explosionsentkopplung zwischen den einzelnen Behältern zu sorgen. Der Explosionsdurchschlag in einer Behälterkette hat eine fatale Erhöhung der maximal erreichten Explosionsdrücke von Behälter zu Behälter zur Folge. Grund dafür ist der durch die Explosion im Behälter 1 erhöhte Explosionsausgangsdruck bei Durchschlag

der Explosionsflammenfront bzw. Zündung des explosiven Gasgemisches im Behälter 2. Weiters ist die Explosionsentkopplung in Verbindung mit der druckentlasteten Bauweise anzuwenden.

Möglichkeiten zur Explosionsentkopplung bieten eine Reihe von Komponenten. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass sich Entkopplungseinrichtungen direkt in den Verbindungsleitungen eingebaut befinden und in intensivem Kontakt mit den beförderten Gasen befinden – besonders ist auf die Funktionalität, die durch Verschmutzung mit kontaminiertem Produktgas (Staub, Teer, usw.) beeinträchtigt werden kann, zu achten. Mögliche für den Einsatz bestimmte Produkte:

- Schnellschlussventile
- Schnellschlussklappen
- Schnellschlussschieber
- Flammendurchschlagssicherung

Die Kombination aus Druckentlastung und Explosionsentkopplung bildet als Kombinationsmaßnahme entsprechenden Schutz, der vertretbare Bauteilabmaße hinsichtlich vorgeschriebener Werkstofffestigkeiten und Wandstärken durch den reduzierten maximalen Explosionsdruck erwarten lässt.

- Explosionsunterdrückung

Bei der Explosionsunterdrückung erfolgt eine Überwachung der Gas-Luft-Atmosphäre, entstehender Zündquellen oder/und Explosionserscheinungen die zum Auslösen der Unterdrückungseinrichtung führen. Das Prinzip dieser Einrichtungen beruht auf dem schnellen Wärmeentzug zur Energievernichtung der freiwerdenden Zündenergie bzw. der freiwerdenden Explosionswärmen (Löschvorgang) oder schnellen Inertisierung bzw. Verbrennungsinhibition.

5.2.5 Österreichisches Gesetzes-, Normen, und Richtlinienwerk hinsichtlich der Anlagensicherheit in explosionsgefährdeten Bereichen

Bedingt durch die Verpflichtung der Republik Österreich gegenüber der Europäischen Union hinsichtlich der Umsetzung der ATEX- Richtlinien [29], [30] erfolgte die Herausgabe von Verordnungen, die den Anforderungen an Maschinen und Anlagen sowie Sicherheitsstandards für ArbeitnehmerInnen in explosionsgefährdeten Bereichen genüge tun [36], [37].

Die rechtliche Umsetzung der ATEX 95 Richtlinie erfolgt in Österreich durch die ExSV 1996 [36]. Den rechtlichen Rahmen für die Umsetzung der ATEX 137 Richtlinie stellt die VEXAT - Verordnung Explosive Atmosphären dar. Die Verordnungen verpflichten Hersteller und Betreiber von Anlagen zur Einhaltung nationaler und internationaler Sicherheitsstandards in explosionsgefährdeten Bereichen, in denen ArbeitnehmerInnen beschäftigt sind, auf Grund der Vorschriften des ArbeitnehmerInnenschutzgesetz [52], [53].

Hinsichtlich der technischen Ausführung sind entsprechende Normen heranzuziehen. In Bezug auf die technische Umsetzung der Verordnungsinhalte wird auf veröffentlichten, harmonisierten Normen durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit sowie der Europäischen Union verwiesen, die im Zusammenhang mit

technischen Anwendungen in explosionsgefährdeten Bereichen im Zusammenhang stehen [66] – Unter die einschlägigen Normen bzw. Normenreihen fallen zum Beispiel (nicht vollständig):

- EN ÖNORM 1127-1: Explosionsfähige Atmosphären - Explosionsschutz
- EN ÖNORM 60079-x: Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche
- EN ÖNORM 12463-x: Nicht-elektrische Geräte für den Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen
- EN ÖNORM 50281-x: Elektrische Betriebsmittel zur Verwendung in Bereichen mit brennbarem Staub
- EN ÖNORM 746-x: Industrielle Thermoprozessanlagen, Teil 1 bis 3
- etc.

Neben den einschlägigen Normen stehen weiters eine Reihe von technischen Richtlinien (ÖVGW – siehe S. 148, TRVB – siehe S. 146, BGR 104 [67]) zur Verfügung. Diese technischen Richtlinien können als ergänzende Gestaltungshilfe für die Planung und Ausführung sicherheitstechnischer Anlagen und Prozessleitschemen herangezogen werden.

Wie in der Ausführung zur Anwendung der ATEX Richtlinien dargelegt, verfolgen die Richtlinien ATEX 95 bzw. ATEX 137 verschiedene Zielsetzung in Bezug auf die einschlägige Vorschriften für Anlagenhersteller und Anlagenbetreiber – siehe Kapitel 5.2.

5.3 Pressurized Equipment Directive PED - Druckgeräte Richtlinie [28]

5.3.1 Anwendungsbereich der Druckgeräte Richtlinie

Definition/Abgrenzung:

Diese Richtlinie gilt für die Auslegung, Fertigung und Konformitätsbewertung von Druckgeräten und Baugruppen, die einen maximal zulässigen Druck (PS) von über 0,5 bar (Druckgeräte RL 97/23/EG, Art. 1, Abs. 1) [28] aufweisen. Die Umsetzung der Richtlinie auf nationaler Ebene erfolgt durch die Druckgeräteverordnung DGVO, BGBl. II Nr. 426/1999.

Druckgeräte, die mit Stichtag 29.5.2002 in Verkehr gebracht wurden, unterliegen der Druckgeräte Richtlinie und müssen ein CE – Kennzeichen tragen. Die Zuordnung bzw. Anwendung der Richtlinie ist in folgende Anwendungsbereiche von Anlagen/Anlagenbauteile gegliedert.

Folgende Geräte sind von der Richtlinie betroffen (Druckgeräte RL 97/23/EG, Art. 1, Abs. 2 Z 2.1) [28]:

- Behälter
- Rohrleitungen
- Ausrüstungsteile mit Sicherheitsfunktionen (z.B. Sicherheitsventile
- Druckhaltende Ausrüstungsteile (z.B. Absperrarmaturen, Schieber) und

- Baugruppen.

Oben genannte Geräte haben bei erfolgter Zuordnung als Druckgerät bezüglich ihrer Auslegung und Gestaltung eine Reihe von grundlegenden Sicherheitsanforderungen zu erfüllen. Besondere Bedeutung kommt den Ausrüstungsteilen mit Sicherheitsfunktionen zu. Derartige Anlagenteile werden in der Regel in die höchste Kategorie eingestuft, obgleich diese Bauteile gegebenenfalls weder große Volumina beinhalten noch großen Drücken ausgesetzt sind. Ganz im Gegensatz dazu ist der ausdrückliche Verweis auf die Möglichkeit der Einstufung in die Kategorie benachbarter Anlagenteile. Sicherheitseinrichtungen wie Sicherheitsabsperrventile, Sicherheitsabsperrarmaturen, Sicherheitsabblasventile, thermisch auslösende Absperrrichtungen und Gasrücktrittssicherungen sind ausnahmslos den Ausrüstungsteilen mit Sicherheitsfunktion zuzuordnen, die unabhängig von Druck (über 0,5 bar), Volumen oder Nennweite unter Kategorie IV fallen.

Artikel 1: Geltungsbereich und Begriffsbestimmungen

...

3.6. *Geräte, die nach Artikel 9 dieser Richtlinie höchstens unter die Kategorie I fallen würden und die von einer der folgenden Richtlinien erfasst werden:*

- *Richtlinie 89/392/EWG des Rates vom 14. Juni 1989 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über Maschinen (3);*
- *Richtlinie 94/396/EWG des Rates vom 29. Juni 1990 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten für Gasverbrauchseinrichtungen (7);*
- *Richtlinie 94/9/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. März 1994 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten für Geräte und Schutzsysteme zur bestimmungsgemäßen Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen (8);*

...

Durch die Druckgeräterichtlinie ist eine Reihe von Sicherheitsanforderungen an Druckgeräte festgelegt. Der zu betreibende Sicherheitsaufwand ist durch die Zuordnung zu bestimmten Gerätekategorien vorgeschrieben und hat maßgeblichen Einfluss auf die Auslegung, Planung, Fertigung und Qualitätssicherung sowie Qualitätssicherung bei der Fertigung und Endmontage. Die zu erfüllenden Auflagen sind Anhang I „Grundlegende Sicherheitsanforderungen“ zu entnehmen.

aus [28] - Anhang I:

2.2. Auslegung auf die erforderliche Belastbarkeit

- *Innen- und Außendruck*
- *Umgebungs- und Betriebstemperatur*
- *Statischer Druck und Füllgewicht unter Betriebs- und Prüfbedingungen*
- *Belastungen im Betrieb*
- *Korrosion, Ermüdung, ...*
- *Zersetzung instabiler Fluide*
- *Unterschiedlichste Belastungen, die gleichzeitig auftreten können sind unter Beachtung der Wahrscheinlichkeit ihres gleichzeitigen Auftretens zu berücksichtigen*

Eine sehr wesentliche Neuerung ergibt sich, wie schon früher in der Maschinenrichtlinie, mit der Druckgeräterichtlinie für die Hersteller. Sie sind dazu verpflichtet, eine Risikobeurteilung durchzuführen als auch notwendige Benutzerinformationen in Sinne einer Bedienungsanleitung zu verfassen.

5.3.2 Konformitätsnachweisverfahren – Anwendung der Druckgeräterichtlinie

Im Rahmen der Planung, der Produktion und für den Betrieb ist eine Konformitätsbewertung durchzuführen. In diesem Bewertungsverfahren ist zu prüfen, welches Konformitätsverfahren angewendet werden muss. Prinzipiell spielt die Risikobewertung eine große Rolle (Je höher das Druckrisiko, desto höher ist auch die Kategorie in die das Druckgerät eingestuft wird).

Die Beurteilung/Bewertung der Konformität der jeweiligen Komponenten/Bauteile entsprechend der Richtlinie wird im Konformitätsnachweisverfahren durchgeführt – verpflichtend ist die Durchführung solcher Verfahren nur wenn zu betreibende Anlagen entsprechenden Kategorien zuzuordnen sind (siehe Tabelle 5-2).

Im Konformitätsnachweisverfahren ist eine Baumusterprüfung durchzuführen sowie die schriftliche Konformitätserklärung abzugeben. Die Baumusterprüfung ist eine technische Bewertung der Komponente/Anlage, die anhand von technischen Eckdaten (z.B. Wirkungsweise, technische Eingangs- und Ausgangsgrößen, mechanische Endfestigkeit, Wirkungsgrade, etc.) durchgeführt wird. In der Konformitätserklärung wird die Erreichung gleicher technischer Eckdaten an allen produzierten und in Verkehr gebrachten Komponenten gleicher Bauart wie am vermessenen Baumuster bescheinigt.

Die Baumusterprüfung ist die Möglichkeit für eine ganze Produktserie baugleich dem Baumuster eine Konformitätserklärung erstellen zu können. Der Baumusterprüfung gegenüber steht die Einzelprüfung, bei der technische Eckdaten des Einzelproduktes ermittelt und geprüft werden.

Tabelle 5-2: Konformitätsbewertung entsprechend Druckgeräterichtlinie [28]

Kategorie	Module für die Konformitätsbewertung
§8 DGVO	Auslegung und Herstellung nach der geltenden und guten Ingenieurpraxis eines Mitgliedsstaates, keine CE Kennzeichnung jedoch Benutzungsbeschreibung notwendig
I	A (interne Fertigungskontrolle)
II	A1 (interne Fertigungskontrolle mit Überwachung der Abnahme) D1 (Qualitätssicherung Produktion) E1 (Qualitätssicherung Produkt)
III	B1 (Entwurfsprüfung) + D (Qualitätssicherung Produktion) B1 (Entwurfsprüfung) + F (Prüfung der Produkte) B (Baumusterprüfung) + E (Qualitätssicherung Produkt) B (Baumusterprüfung) + C1 (Konformität mit der Bauart) H (umfassende Qualitätssicherung)
IV	B (Baumusterprüfung) + E (Qualitätssicherung Produktion) B (Baumusterprüfung) + F (Prüfung Produkte) G (Einzelprüfung) H1 (Umfassende Qualitätssicherung + Entwurfsprüfung und besondere Überwachung der Abnahme)

Dabei spielen folgende Faktoren eine entscheidende Rolle:

- der Druck
- das Volumen des Druckgerätes bzw. der Nenndurchmesser der Rohrleitung
- die Art des Fluids innerhalb des Druckgerätes und
- die Art des Druckgerätes

Anhand der Kategorie kann danach das Konformitätsbewertungsverfahren festgelegt werden.

Zur Betrachtung brennbarer Gemische in Bezug auf die Druckgeräterichtlinie sind für die Druckstufenkategorisierung die Schaubilder für instabile Gase heranzuziehen (Anhang II, Diagramm 1, Diagramm 6)

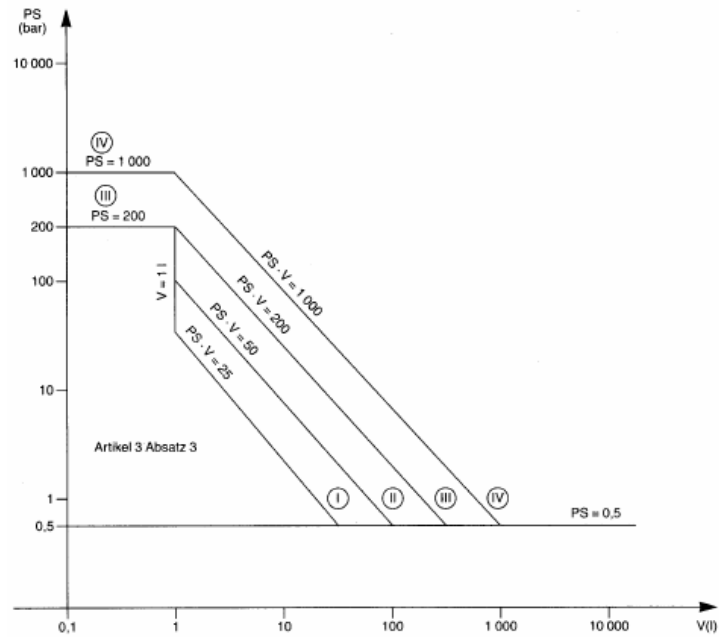


Diagramm 1

Abbildung 5-3: Zuordnung von Behältern nach DGRL für instabile Gase (Anhang II [28])

Als Ausnahme hiervon sind Behälter, die für ein instabiles Gas bestimmt sind und nach Diagramm 1 unter die Kategorie I oder II fallen, in die Kategorie III einzustufen.

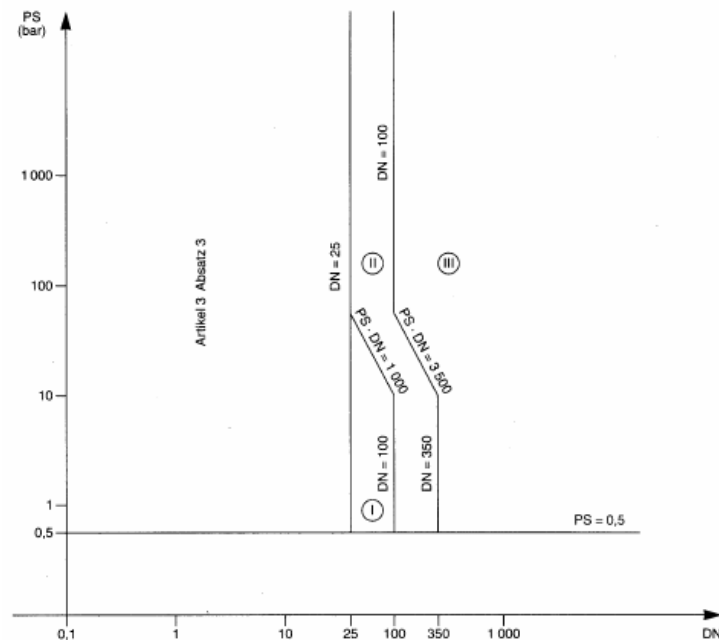


Diagramm 6

Abbildung 5-4: Zuordnung von Rohrleitungen nach DGRL für instabile Gase (Anhang II [28])

Als Ausnahme hiervon sind Rohrleitungen, die für instabile Gase bestimmt sind und nach Diagramm 6 unter die Kategorie I oder II fallen, in die Kategorie III einzustufen.

5.4 Auswirkungen der Druckgeräterichtlinie in Verbindung mit ATEX Richtlinien auf die technische Gestaltung von Biomassevergasungsanlagen

Bei Biomassevergasungsanlagen, die unter atmosphärischen Bedingungen betrieben werden, sind diese atmosphärischen Betriebsbedingungen des Normalbetriebsfalles für die Kategorisierung nach Druckgeräterichtlinie heranzuziehen. Die Verfasser der ATEX Richtlinie gehen nicht von der Notwendigkeit der Kombination von Druckgeräterichtlinie und ATEX Richtlinie in Bezug auf die Gestaltung von Bauteilen aus. Kriterium für die Zuordnung zur Druckgeräterichtlinie bleibt die 0,5 bar Druckgrenze. Die Anlage ist demnach nicht der Druckgeräterichtlinie zuzuordnen und fällt in den Anwendungsbereich von ATEX und den damit verbundenen Gesetzen, Verordnungen und Normen.

Der Störfall (Einwirkung von explosionsartigen Vorgängen in Teilen der Anlage) wird ausschließlich durch vorgeschriebene Vorgehensweisen nach ATEX behandelt bzw. Vorgehensvorschläge zur Verhinderung dieser geregelt. In Tabelle 5-3 findet sich eine Gegenüberstellung von Zuordnungskriterien, welche die prinzipiellen Unterschiede von Druckgeräterichtlinie und ATEX Richtlinien widerspiegeln.

Tabelle 5-3: Gegenüberstellung der Zuordnungskriterien aus Druckgeräterichtlinie und ATEX Richtlinie

Druckgeräterichtlinie	ATEX Richtlinie
<ul style="list-style-type: none"> • Auslegung auf Maximaldruck im Normalbetrieb und Störfall 	<ul style="list-style-type: none"> • Auslegung auf Maximaldruck bzw. reduzierten Maximaldruck im Betrieb
<ul style="list-style-type: none"> • Gefahr geht vom systemimmanenten Druckniveau über der 500 mbar Grenze in Anlagen aus 	<ul style="list-style-type: none"> • Gefahr geht von kurzzeitigen transienten Überdruckspitzen bei Explosionen aus
<ul style="list-style-type: none"> • eingeschränkte Bedeutung des Risikobegriffs – Vorhandensein von Restrisiko wird nahezu ausgeschlossen 	<ul style="list-style-type: none"> • große Bedeutung kommt dem Risikobegriff zu – Vielzahl möglicher Betriebszustände -> <u>wahrscheinlichkeitstheoretischer Ansatz</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Das Schadensausmaß wird durch konstruktive Maßnahmen (Geometrie, Festigkeitsberechnung, etc.) begrenzt 	<ul style="list-style-type: none"> • Auftreten von Explosionen (=Druckspitzen) werden durch geeignete Explosionsschutzmaßnahmen verhindert, Auslegung erfolgt nach Auslegungsrichtlinie für explosionsfeste Bauteile
<ul style="list-style-type: none"> • Anwendung von Gerätekategorien zur Abführung des Abnahmeverfahrens 	<ul style="list-style-type: none"> • Einteilung von Ex-Zonen und Verwendung von Geräten/Anlagen, die dem Ex-Schutzanforderungen entsprechen

Teil der ATEX-Philosophie ist sowohl die Risikobeurteilung als auch die Wahl geeigneter Maßnahmen, die das Eintreten irregulärer Anlagenzustände verhindern. In der Druckgeräterichtlinie wird das Restrisiko nahezu auf Null gesetzt, da in der Regel bei Druckgeräten die Anlagenzustände und mögliche auftretende Störfälle leichter im Vorhinein, im Vergleich zu möglichen Explosionsvorgängen, abzuklären und zu beurteilen sind.

Die Richtlinien, Vorschriften und Regelwerke gehen von einer gewissen Unbestimmtheit von Explosionsrisiken aus, sodass ein verbleibendes Restrisiko unter Umständen in explosionsgefährdeten Bereichen auf ein kleinstes vertretbares Restrisiko zu reduzieren ist. Für die technische Ausführung bedeutet dies, dass Geräte und Anlagen mit einem vertretbaren Restrisiko in explosionsgefährdeten Bereichen betrieben werden. An die Festigkeitsauslegung hinsichtlich maximal auftretender Explosionsdrücke werden dabei keine Anforderungen an eine Explosionsenddruckfestigkeit gestellt (z.B. explosionsgeschützte Gebläse der Kategorie 1 oder 2: Die Gebläse werden in der Regel mit einem Kunststoffspiralgehäuse oder Metallspiralgehäuse mit entsprechender Werkstoffpaarung zum Verdichterläufer ausgeführt – Sekundärmaßnahmen, Zündschutz. Derartige Gebläse werden in den entsprechenden Gesamtanlagen ohne nach Druckgeräterichtlinie, ob der auftretenden Kubaturen und Explosionsenddrücke, ausgelegt worden zu sein, hergestellt). Der mit Restwahrscheinlichkeit auftretende Fall einer Explosion nach Ergreifen aller Schutzmaßnahmen führt zum Schaden/Zerstörung an den technischen Anlagen durch die Explosion. Die ergriffenen Maßnahmen werden in der Reihenfolge primär bis tertiär angewandt um ein vertretbares Restrisiko unterschreiten zu können – daraus folgt, dass für Anlagen in denen Primär- und Sekundärmaßnahmen zu genügender Sicherheit führen, nicht oder mit geringerem Aufwand durch tertiäre Maßnahmen geschützt werden müssen.

In Bezug auf die Analyse und Bewertung des Restrisikos wird auf Kapitel 6 und die Anhänge A und B verwiesen. Vorgreifend ist zu sagen, dass durch die verschiedenen Anlagenabschnitte Gaserzeugung, Gasreinigung und Gasnutzung in Einzelfällen auf eine Kombination aus Primär-, Sekundär- und Tertiärmaßnahmen zurückgegriffen werden muss, da durch die speziellen Bedingungen im Bereich der Schnittstellen in der Anlage z.B. zwischen Gaserzeugung und Gasreinigung (brennbare Gaskomponenten, Funkenflug und thermisch belastet) Explosionsgefahr besteht, die nicht allein durch Primär- und Sekundärmaßnahmen gebannt werden kann, sondern durch konstruktive Maßnahmen ergänzt werden muss. Diesbezüglich ist die gewählte Bauweise der Anlage entscheidend. Abbildung 5-5 gibt einen Überblick über mögliche Anlagenbauweisen, die in der technischen Konzeption berücksichtigt werden müssen.

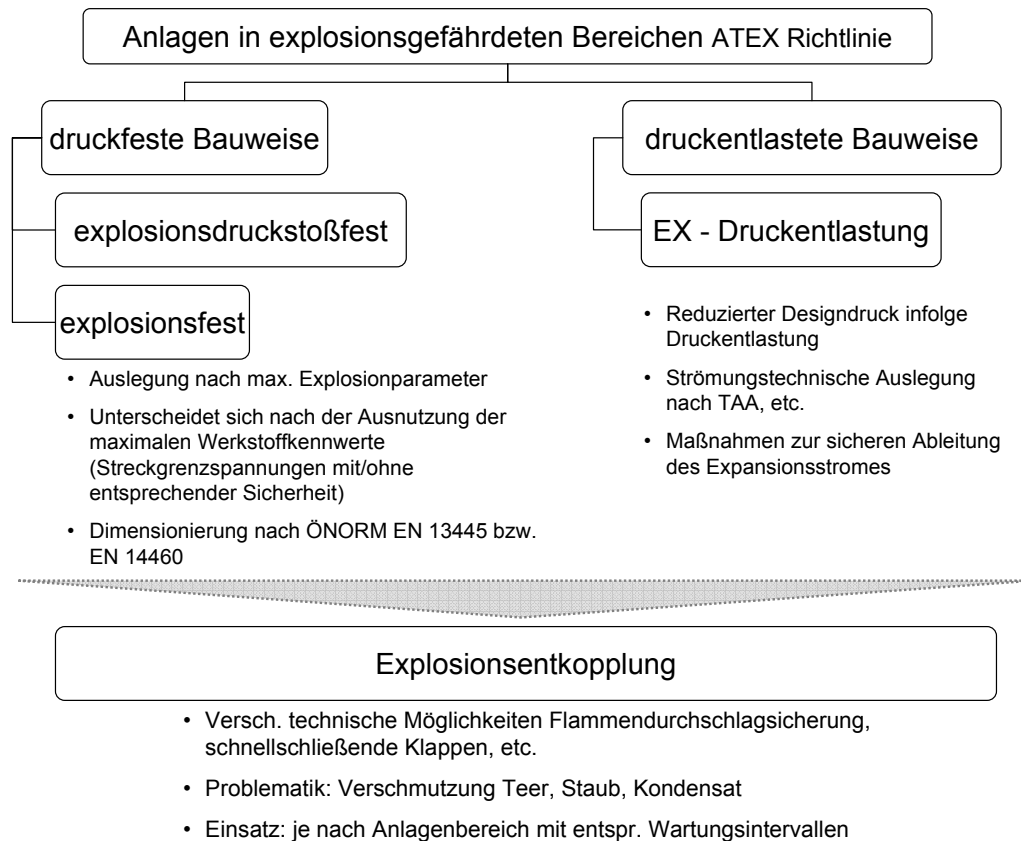


Abbildung 5-5: Anlagensbauweisen in explosionsgefährdeten Bereichen

Entscheidend bei der Auslegung ist der bei einer etwaigen Explosion auftretende Maximaldruck bzw. zugelassene reduzierte Explosionsdruck bei Druckentlastung. Für die Anlagenteile bedeutet eine Explosion nicht das Eintreten einer Normalbetriebssituation, die ein Dimensionieren der Anlage auf den maximalen Explosionsdruck unter den Gesichtspunkten der Druckgeräterichtlinie zur Folge hätte. Die Explosion gilt als Störbetriebsfall nach ATEX, der in die technische Auslegung unter Berücksichtigung von Häufigkeit und Heftigkeit nach dem Wahrscheinlichkeitsansatz einfließt und durch adaptierte Berechnungsverfahren [42] berücksichtigt wird. Für den Anwendungsfall von Biomassevergasanlagen ergibt sich nach Auskunft von Mitgliedern internationaler Normengremien der in Abbildung 5-6 dargestellte Entscheidungsbaum.

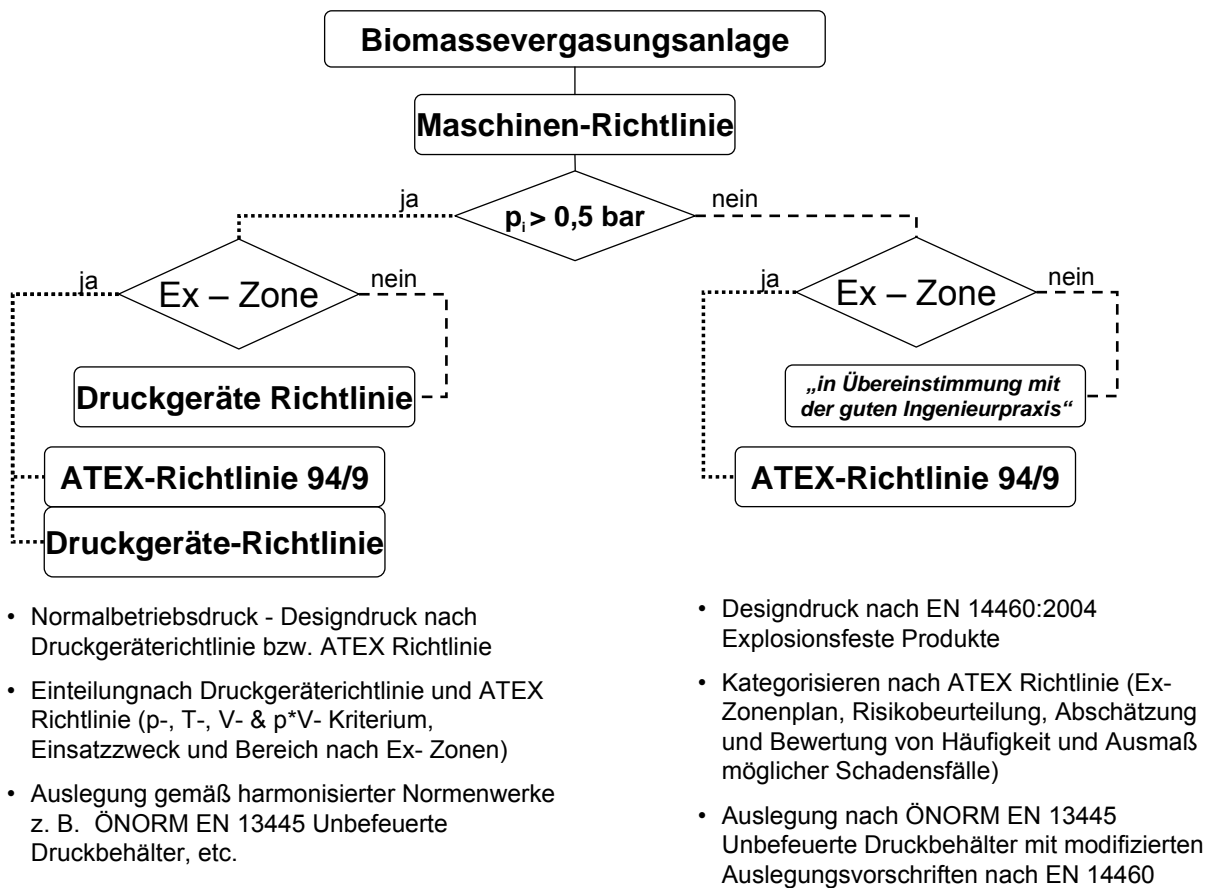


Abbildung 5-6: Entscheidungsbaum für die Anwendung von Druckgeräterichtlinie und ATEX Richtlinie in der konstruktiven Gestaltung, Erläuterungen s. Prosa

Die Maschinenrichtlinie bildet die Grundlage und legt für Einzelkomponenten und Anlagenmodule die Anforderungen an technische Anlagen fest. Im obigen Entscheidungsbaum sind zwei Zuordnungsentscheidungen zu treffen. Die betroffene Anlage ist hinsichtlich des Vorhandenseins einer Ex- Zone bzw. hinsichtlich auftretender Betriebsdrücke einzuordnen. Bei Nichtzutreffen der anzuwendenden Kriterien ist die Anlage entsprechend den Normalanforderungen an die technische Ausführung von Produkten/Anlagen zu gestalten, die einen sicheren Betrieb gewährleisten. Bei Vorhandensein einer explosionsfähigen Atmosphäre wird bei atmosphärisch betriebenen Anlagen die ATEX Richtlinie zur Anwendung gebracht. Betriebsdrücken über 0,5 bar haben die Anwendung der Druckgeräterichtlinie zur Folge.

Grundsätzlich werden Bauteile mit Sicherheitsfunktion in die höchste Druckgerätekategorie eingeordnet. Grund dafür ist, dass an derartige Komponenten höchste Anforderungen bezüglich Auslegung, Konstruktion, Fertigung und Einbau gestellt werden. Aktuell wurde diesbezüglich die Anfrage [132] gestellt, ob Flammendurchschlagsicherungen als Bauteil mit Sicherheitsfunktion von der Druckgeräterichtlinie (PED) betroffen sind – sie sind von der Druckgeräterichtlinie betroffen. Grundsätzlich werden durch die Vorgehensweise nach Druckgeräterichtlinie im gegenständlichen Fall höchste Sicherheitsstandards gewährleistet, die für Bauteile mit Sicherheitsfunktion gefordert sind.

Nach Druckgeräterichtlinie ist der maximale Explosionsdruck für die Auslegung anzuwenden. Von den Verfassern der Druckgeräterichtlinie wurde jedoch ein Passus eingefügt, dass für die Auslegung nicht notwendiger Weise der maximale Explosi-

onsdruck anzuwenden ist, was eine Aufweichung der Druckgeräterichtlinie in explosionsgefährdeten Bereichen hinsichtlich anzuwendender Designdrücke bedeutet.

Grund für das Herabsetzen der maximalen Explosionsdrücke sind die in Wirklichkeit auftretenden geringeren Explosionsdrücke, da die Randbedingungen für das Erreichen der maximalen Explosionsdrücke in den seltensten Fällen gegeben sind. Eine diesbezügliche Bewertung erfolgt nach wahrscheinlichkeitstheoretischen Ansätzen zur Risikobeurteilung in explosionsgefährdeten Bereichen - die im Laborversuch „künstlich“, durch Einhaltung genau definierter Randbedingungen zur Herbeiführung von Gemischexplosionen erreichten maximalen Explosionsdrücke kommen wie erwähnt real mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit zu Stande. Die geringe Eintrittswahrscheinlichkeit ist die Begründung für die Reduzierung des anlagentechnischen Aufwandes zur Beherrschung der realen Explosionsparameter. Dieser Beispielfall soll die prinzipielle Philosophie und Anwendung von Druckgeräterichtlinie bzw. ATEX Richtlinie unterstreichen, die auch die Grundlage für das Auseinanderhalten von Druckgeräten und explosionsfesten Bauteilen bieten.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass für technische Anlagen, die explosionsgefährdete Bereiche aufweisen die Anwendung der Druckgeräterichtlinie durch zweierlei Argumente ausgeschlossen wird, da der maximale Explosionsdruck mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit erreicht wird und somit adaptierte Dimensionenvorschriften zur Anwendung kommen.

Der Designdruck für eine explosionsfeste Auslegung von Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen ist nicht zwingender Weise dem maximalen Explosionsdruck gleich zu setzen.

Die Auslegungsvorschriften folgen prinzipiell denen von Druckgeräten. Im Konformitätsbewertungsverfahren unterscheidet sich jedoch die Vorgehensweise nach ATEX Richtlinie. Weiters sind in die Berechnungs- und Dimensionierungsvorschriften, die Gesichtspunkte der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Schadens- und Störfällen sowie deren Heftigkeiten mit zu berücksichtigen, die zu einer vereinfachten apparatetechnischen Konstruktion führen (Voraussetzungen: **Explosionsgefährdete Atmosphäre** und **Atmosphärische Bedingungen** – siehe Kapitel 5.2) zu beachten.

5.5 National Fire Protection Agency Report [32]

Im Rahmen der Aufzählung internationaler Entwicklungen auf dem Gebiet der Sicherheitstechnik spielen die Bestrebungen im angloamerikanischen Bereich eine wichtige Rolle. Parallel und in Zusammenarbeit mit den europäischen Experten im Bereich der Sicherheitstechnik wurden für Amerika Sicherheitsstandards erstellt, welche im National Fire Protection Agency Report zusammengefasst wurden. International wurde immer danach getrachtet, einen Abgleich von Neuentwicklungen zu betreiben und schon Erforschtes nach Abklärung rechtlicher Modalitäten zu übernehmen, um Sicherheitsstandards durch neueste Erkenntnisse zum Wohle der menschlichen Gesundheit und Sicherheit auf dem neuesten Stand zu halten. In der Vergangenheit wurde dieser Report auf Basis europäischer Literaturstellen erstellt und mit eigenen Erfordernissen, die sich aus der eigenen Historie ergeben, ergänzt.

Gegenwärtig führt dies zur Erstellung von Ergänzungen von Europäischen Richtlinien im Bereich der ATEX und der Brandschutzvorschriften. Im Bereich der Explosionssicherheitstechnik stellt der NFPA Report Nr. 68 – Guide for Venting of Deflagrations

eine wichtige Referenz dar. Inhaltlich beinhaltet dieses Papier überwiegend Kapitel zum tertiären Explosionsschutz und gliedert sich wie folgt:

- Theoretische Grundlagen von Explosionsvorgängen
- Grundlagen der Explosionsdruckentlastung
- Auslegung von Druckentlastungen bei Gasexplosionen
- Auslegung von Druckentlastungen bei hybriden Gemischen
- Auslegung von Druckentlastungen bei Staubexplosionen bei atmosphärischem Druck
- Beschreibung und Konstruktion von Druckentlastungseinrichtungen
- Empfehlungen zur Wartung und Inspektion der Bauteile mit Sicherheitsfunktion

Von besonderem Interesse ist die umfassende Arbeit im Bereich der Explosionsdruckentlastung für explosive Gas-, Staub- und Hybridgemische. Diese Themengebiete werden durch europäische und nationale Normen zum Teil bzw. gar nicht erfasst. Lediglich der Bereich der Staubexplosionen [48] ist umfassend bearbeitet – im Bereich der Staubexplosionsvorschriften werden auch Hybridgemischexplosionen erfasst.

Die gegenständlichen Berechnungsvorschriften des Reports sind nicht rechtlich gesichert und für die Anwendung im behandelten Projekt nicht einsetzbar, sollen aber nach Auskunft von Mitgliedern europäischer Normungsausschüsse übernommen und für den europaweiten Gebrauch adaptiert werden.

5.6 Brandschutzvorschriften – TRVB Richtlinien [91]-[100]

Die Durchführung der Brandschutzvorkehrungen erfolgt in enger Abstimmung mit den Bestimmungen zum Explosionsschutz. Die Analysen zum Brandschutz folgen dabei der in Abbildung 5-7 dargestellten Systematik [68].

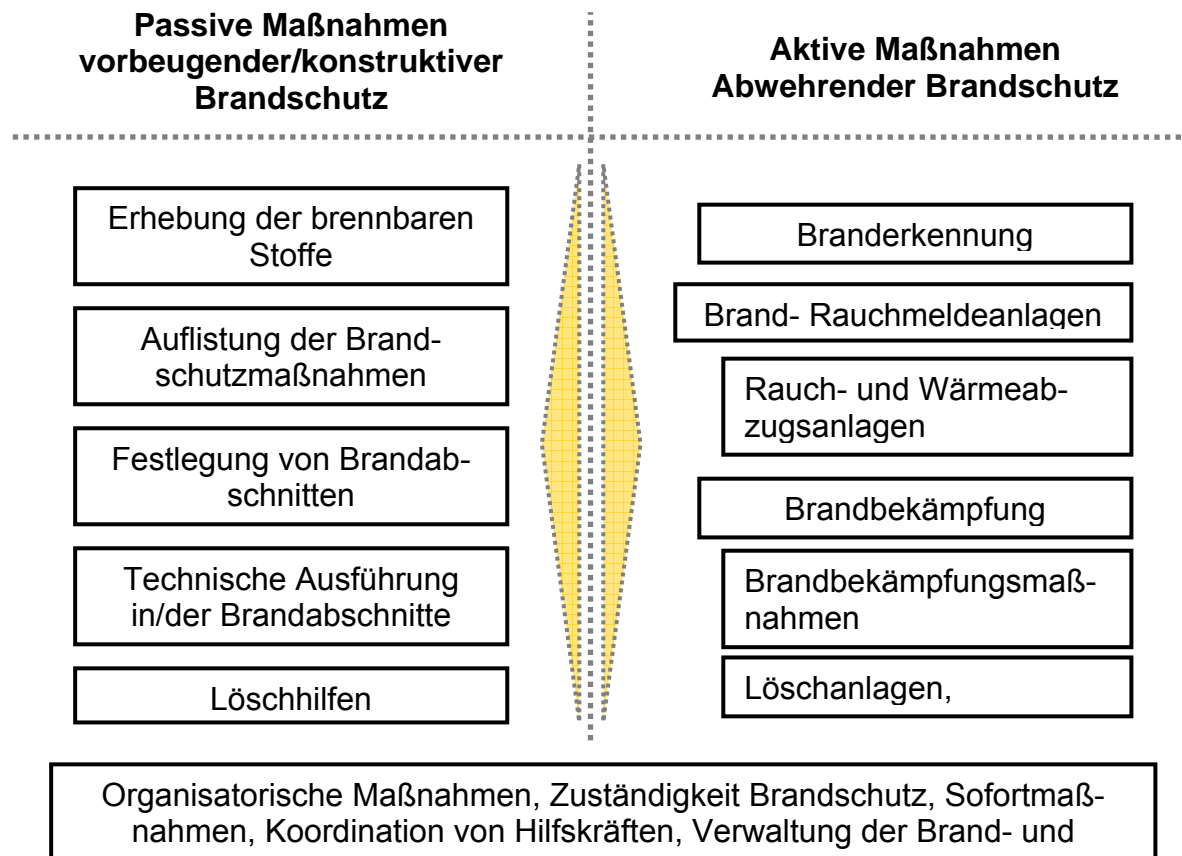


Abbildung 5-7: Systematik im Brandschutz an technischen Anlagen, [68]

Die Beschreibung der brennbaren Stoffe im Anlagenbereich umfasst alle in der Anlage verwerteten und umgewandelten Brennstoffe (Hackgut, Zusatzbrennstoffe etc.) sowie brennbare Betriebsmedien, die für die Aufrechterhaltung des Betriebes im Anlagenbereich (Schmieröle, Waschmedien, Reinigungsmittel, Abfallstoffe, Hilfsmedien etc.) gelagert bzw. manipuliert werden müssen. Die Auflistung dieser Betriebsmedien erlaubt neben der Auflistung der Brandschutzmaßnahmen auch die Betrachtung des erforderlichen Explosionsschutzes.

Die Anordnung der Anlagenteile (Brennstoffbeschickung, Gaserzeugung, Gasreinigung, Abwasseraufbereitung, Gasnutzung etc.) mit der dazugehörigen Gestaltung der umhausenden Gebäudeteile bedingt eine Festlegung von Brandabschnitten, die entsprechend den einschlägigen Richtlinien durchzuführen ist. Die Brandabschnittsbildung beruht im Wesentlichen auf der Anwendung brandhemmender Maßnahmen oder der Einhaltung gewisser Mindestabstände benachbarter Anlagenbereiche bzw. Gebäudeteile. Im Zusammenhang mit der Brandabschnittsbildung sind in jedem Fall die vorhandenen Explosionsschutz zonen zu berücksichtigen – Explosionsschutz zonen die an Gebäude- bzw. Anlagenteile angrenzen müssen den Brandschutzvorschriften entsprechen (brandhemmende und –beständige Ausführung). Maßgeblich

in diesem Zusammenhang ist die technische Ausführung zur Abgrenzung der Brandabschnitte untereinander. Im Speziellen ist dabei die technische Ausführung

- der Rückbrandsicherungen,
- der Rohrleitungs- und Kabelführungen bzw. –durchführungen,
- die Ausführungen der Lüftungsanlagen etc.

auf die vorgegebenen Anforderungen abzustimmen.

Die einzelnen Punkte werden durch technische Richtlinien des vorbeugenden Brandschutzes (TRVB's) abgedeckt. Für die Betrachtung der vorbeugenden Brandschutzmaßnahmen werden neben einer Reihe anderer Richtlinien vor allem die in Tabelle 5-4 enthaltenen Richtlinien empfohlen.

Tabelle 5-4: Auszug relevanter technischer Richtlinien für den vorbeugenden Brandschutz, [91]-[100]

TRVB A 101 67	Grundlagen für die Beurteilung der Brand- und Explosionsgefährlichkeit
TRVB H 105 86	Feuerstätten für feste Brennstoffe
TRVB B 108	Baulicher Brandschutz – Brandabschnittsbildung
pr TRVB H 118 03*)	Automatische Holzfeuerungsanlagen
TRVB C 141 81	Lagerung fester brennbarer Stoffe im Freien
TRVB N 142 01	Brandschutz in Lagern
TRVB A100 87	Brandschutzeinrichtungen Rechnerischer Nachweis
TRVB F 124 97	Erste und erweiterte Löschhilfe
TRVB O 121 96	Brandschutzpläne 1997/ 92
TRVB A 126 87	Brandschutztechnische Kennzahlen

*) Der Entwurf der prTRVB H 118 03 ist der Version von 1997 vorzuziehen

Aus der Analyse potentieller Gefahren an Anlagen ergibt sich neben den Betrachtungen zum vorbeugenden Brandschutz auch die Notwendigkeit des abwehrenden Brandschutzes. Der abwehrende Brandschutz umfasst Maßnahmen zur Branderkennung und Brandbekämpfung – dabei spielt die frühe Erkennung von Bränden in Verbindung mit der Durchführung von Sofortmaßnahmen eine wichtige Rolle zur Begrenzung der Brandauswirkungen.

5.7 Gasanwendungstechnik [86], [145]-[147]

Die Betriebssicherheit hinsichtlich Brand-, Explosions-, Vergiftungsgefahren in Biomassevergasungsanlagen ist maßgeblich durch Gefahren durch das erzeugte und in der Anlage verwertete Produktgas bestimmt. Hinsichtlich der anlagentechnischen Gestaltung der produktgasführenden Anlage gibt es aufgrund der Gasspezifikation der verwendeten Holzgase keine einschlägigen ÖVGW-Richtlinien, die für den gegenständlichen Anwendungsfall explizit zur Anwendung gebracht werden können.

Für die Gestaltung der gasführenden Anlagen sind die in Tabelle 5-5 zusammengestellten Richtlinien zur Anwendung bei erdgas- bzw. flüssiggasversorgten Hilfsaggregate bzw. Leitungsteile zusammengefasst.

Tabelle 5-5: Auszug relevanter Richtlinien zur sinngemäßen Anwendung in gasführenden Anlagenteilen bei Biomassevergasungsanlagen

G 1	Technische Richtlinie für Einrichtung, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von Niederdruck-Gasanlagen (ÖVGW-TR Gas), (Teile 1, 3, 4, 5), 1996
G ½	Technische Richtlinie für Einrichtung, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von Niederdruck-Gasanlagen (ÖVGW-TR Gas Teil 2 – Leitungsanlagen), 2003
G 2	Technische Regeln Flüssiggas (ÖVGW-TR Flüssiggas 2002) (Teile 1-6, im Ordner)
G 3/1	Gasverbrauchseinrichtungen für Gewerbe und Industrie, Teil 1 – Allgemeine sicherheits-technische Anforderungen, Aufstellung, Anschluss und Betrieb
G 4	Aufstellung von Gasgeräten über 50 kW –Besondere Bedingungen für die Aufstellung von Gasgeräten für Heizung und Warmwasserbereitung mit einer Gesamtnennwärmebelastung > 50 kW (Heizräume)
G6	Gas- Inneninstallationen für Betriebsdrücke >100 mbar bis < 5 bar
G 40	Errichtung und Betrieb von Gasverbrauchseinrichtungen mit Gebläsebrennern
G 41	Gas-Brennwertfeuerstätten - Aufstellung und Anschluss von Gas-Brennwertfeuerstätten
G 43	Stationäre Gasmotoren; Aufstellung, Anschluss und Betrieb
G 61	Lösbare Verbindungen
G 73/1	Gasdruckregelung; Sicherheitstechnische Richtlinien für Errichtung, Prüfung und Betrieb von Gasdruckregelanlagen mit einem Eingangsdruck > 100 mbar bis ≤ 5 bar und einer Auslegungsmenge > 200 m³/h im Normzustand
G 73/2	Gasdruckregelung; Sicherheitstechnische Richtlinien für Errichtung, Prüfung und Betrieb von Gasdruckregelanlagen mit einem Eingangsdruck > 100 mbar bis ≤ 5 bar und einer Auslegungsmenge > 200 m³/h im Normzustand
G 73/3	Gasdruckregelung - Teil 3: Sicherheitstechnische Richtlinien für Errichtung, Prüfung und Betrieb von Gasdruckregelanlagen mit einem Eingangsdruck > 100 mbar bis ≤ 5 bar und einer Auslegungsmenge ≤ 200 m³/h im Normzustand
G 81	Wartungsarbeiten an Gasgeräten

Bei der sinngemäßen Anwendung der ÖVGW Richtlinien sind vor allem auf die unterschiedlichen chemischen Eigenschaften von Erdgas im Vergleich zu Produktgasen aus Biomassevergasungsanlagen zu achten. Die Vielzahl an Produktgasbe-

gleitstoffen hat beträchtlichen Einfluss auf die Beständigkeit eingesetzter Werkstoffe z.B. bei Dichtungs-, Rohrleitungs- und Behältermaterialien. Die dargelegten Schaltungskonzepte der Sicherheitsstrecken stellen den Stand der Technik dar - die oben aufgezeigten Werkstoffprobleme sowie mögliche Einwirkung von Kondensaten und anderen Produktgasbegleitstoffen, wie z.B. Staub, auf die Betriebssicherheit der Regel- und Sicherheitseinrichtungen können möglicherweise zu Beeinträchtigungen der Funktion führen. Um die Beeinträchtigungen auf ein Mindestmaß zu reduzieren, werden verkürzte Wartungsintervalle und vermehrte Inspektionen empfohlen [56]. Zusätzlich sind die verwendeten Werkstoffe auf ihre Eignung für den Einsatz in Biomassevergasungsanlagen, hinsichtlich der chemischen Beständigkeit vom Hersteller zu überprüfen und zu bestätigen.

Das Produktgas ist in der Regel für die Anwendung im BHKW vorgesehen – eine entsprechende ÖVGW Richtlinie für den Anschluss, die Aufstellung und den Betrieb von Erdgasmotoren ist vorhanden. Neben diesem Anwendungsfall sind auch die Verwertung in Feuerungsanlagen (Kesselanlagen mit Gasfeuerung) sowie die Anfahr- und Notfallverfeuerung in Fackelanlagen sowie prozesstechnische Zufeuerung denkbare Verwertungsmöglichkeiten für das erzeugte Produktgas. Feuerungsanlagen unterliegen der Gas-Geräte-Sicherheitsverordnung und besitzen für diesen Anwendungsfall in vielen Fällen eine ÖVGW- Qualitätsprüfmarke. Die Eignung für die Verwertung von Produktgasen aus Biomassevergasungsanlagen ist auf jeden Fall durch den Hersteller nachzuweisen und zu bestätigen.

Neben den ÖVGW Richtlinien sind Normenwerke, die sich mit Risikobeurteilung und Gefahrenabwehr von Prozessanlagen beschäftigen sowie umfassenden Vorschriften für die technische Ausführung derartiger Anlagen beinhalten für die Betrachtungen heranzuziehen. Im Bereich der „Industriellen Thermoprozessanlagen“ existiert diesbezüglich eine einschlägige Normenreihe – ÖNORM EN 746/1997: Industrielle Thermoprozessanlagen. Bei dieser Norm sind vor allem die Teile 1 bis 3 hervorzuheben, die folgende Bereiche von industriellen Thermoprozessanlagen abdecken:

- Teil 1: Allgemeine Sicherheitsanforderungen an industrielle Thermoprozessanlagen [145]
- Teil 2: Sicherheitsanforderungen an Feuerungen und Brennstoffförderungs-systeme [146]
- Teil 3: Sicherheitsanforderungen für die Erzeugung und Anwendung von Schutz- und Reaktionsgasen [147]

Die Normenreihe bietet eine gute Basis für die Ergänzung der Risikobeurteilung, da jeder Teil der Normenreihe eine Liste möglicher Gefährdung, die aus normalbetriebs- und störungsbedingte Anlagenzuständen resultieren können, beinhaltet. Des Weiteren wird speziellen technischen Anforderungen von Anlagen, z. B. im Teil 3: Sicherheitsanforderungen für die Erzeugung und Anwendung von Schutz- und Reaktionsgasen, Rechnung getragen, die für Biomassevergasungsanlagen von großer Bedeutung sein können (z.B. Ausführung von Prozessleitsystemen, Explosionsschutz, Ausführung von Fackelanlagen etc.).

5.8 Zusammenfassung der Sicherheitslegislative

Der gesamte Bereich der Anlagensicherheit und Entwicklung der Sicherheitslegislative hat sich in der näheren Vergangenheit einer maßgeblichen Veränderung unterzogen, die eine Angleichung von nationaler Bestimmung an internationale bzw. europäische Standards nach sich gezogen hat.

Grundlegendes Element dieser europäischen Richtlinien ist die Risikobeurteilung für die möglichen Betriebszustände der Anlagen. Zur Umsetzung der geforderten Durchführungsvorschriften zur Risikobeurteilung ist im Gesamtdokument eine beispielgebende Vorgehensweise skizziert, die als Ausgangspunkt für Untersuchungen an diversen Anlagen genutzt werden kann – die Ausführung stellt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, besitzt beispielgebenden Charakter und ist entsprechend den jeweils vorliegenden Anlagenspezifika zu ergänzen/adaptieren.

Im Rahmen der Durchführung der Projekt-Workshops stellten sich die Inhalte dieser Kapitel als sehr wesentlich heraus, da die Einhaltung der europäischen Richtlinien bzw. Gesetze, Verordnungen und harmonisierten Normen auf nationaler Ebene tiefgreifenden Einfluss auf die technische Ausführung und die Genehmigungssituation derartiger Anlagen haben.

Neben der zentralen Zuordnung der Einflussbereiche von europäischen Richtlinien (Maschinenrichtlinie, ATEX Richtlinien, Druckgeräterichtlinie mit der nationalen Umsetzung in der Maschinensicherheitsverordnung, VEXAT, Druckgerätesicherheitsverordnung etc.) auf derartige Anlagen stellt auch die Anwendung technischer Richtlinien und Regelwerke auf nationaler Ebene (ÖVGW, TRVB, nationale Normung z.B. EN 746, EN 1050, EN 1127 etc.) einen erweiterten Rahmen für die Anlagengestaltung dar. Auf die nach Meinung der Projektpartner wichtigsten technischen Richtlinien ist im Dokument verwiesen. Die technischen Regelwerke sind – da teilweise nicht explizit für die Anwendung bei Biomassevergasungsanlagen vorgesehen – sinngemäß zur Anwendung zu bringen.

Darüber hinaus soll auf die Verbindung der verschiedenen Regelwerke untereinander hingewiesen werden um Synergieeffekte bereits in der Planungsphase durch die Ausrichtung und Entwicklung von Anlagenkonzepten sowie der konstruktiven Gestaltung auf die gemeinsamen und speziellen Zielsetzungen der Richtlinien der verschiedenen Disziplinen wie ArbeitnehmerInnenschutz, Maschinenbau, Elektrotechnik etc. erzielen zu können.

6 Gestaltung der Risikobeurteilung

6.1 Allgemeines

Als Voraussetzung eines Betriebsanlagengenehmigungsverfahrens sind für die Genehmigung/Bewilligung der Betriebsanlagen entsprechende Genehmigungsunterlagen vorzulegen. Diese haben die für das Behördenverfahren unter anderem notwendigen Sicherheitsdaten der jeweiligen Anlage/Technologie zu beinhalten. Ein großes Problem stellt derzeit die Tatsache dar, dass es im derzeitigen Entwicklungsstand der Biomassevergasungstechnologien im kleinen bis mittleren Leistungsbe- reich keine standardisierten Vergasungsanlagentypen gibt, sondern jede für sich Prototypencharakter hat. Wie bereits angesprochen sind für die Ausführung der Genehmigungsunterlagen die ausreichend genaue Technologiebeschreibung und das Wissen über anzuwendende Richtlinien notwendig. In Zusammenarbeit mit den Behörden ist eine Vorgangsweise in Bezug auf das Genehmigungsverfahren skizziert worden, welche europäischen Richtlinien, nationalen Gesetze, Verordnungen, Normen und technischen Richtlinien auf jeden Fall zu beachten sind.

All diese Rechtsvorschriften verlangen zwingend die Durchführung einer Risikobeurteilung als Teil des Genehmigungsverfahrens für Biomassevergasungsanlagen. Bezugnehmend auf die verschiedenen Vergasungsanlagentypen kann kein Vorlagedokument zur Durchführung einer Risikobeurteilung erstellt werden, da auf die spezielle Ausführung des jeweiligen Anlagentyps eingegangen werden muss. Im Folgenden wird exemplarisch eine Risikobeurteilung am Beispiel der Vergasungsanlage am IWT durchgeführt. Es wird ausdrücklich auf den beispielgebenden Charakter der Ausführung hingewiesen, der die prinzipielle Vorgehensweise beim Aufbau einer Risikobeurteilung aufzeigen soll. Der Anspruch auf Vollständigkeit ist nicht zu stellen, da eine derartige Risikobeurteilung eine fortschreitende Untersuchung bzw. Beobachtung von Anlagenrisiken ist, die bei Bedarf ständig aktualisiert werden muss.

6.2 Risikobeurteilung

Wie schon in entsprechenden Kapiteln verwiesen wurde, sind im Rahmen der Anpassungen der rechtlichen Voraussetzungen und Vorschriften bzw. Normen im europäischen Wirtschaftsraum Europa einheitliche Normen/Vorschriften für den sicheren Betrieb von Anlagen, Maschinen, etc. erlassen. Für die Beurteilung sicherer Betriebseigenschaften ist eine Risikobeurteilung vorzunehmen, um die Berücksichtigung von Eventualitäten, die zu Störfällen/Unfällen führen können, in die Konstruktions-, die Betriebs- und Wartungsvorschriften mit einbinden zu können und damit größtmöglichen Schutz für Mensch, Flora und Fauna zu erwirken.

Dem Normenwerk ist an verschiedensten Stellen der Hinweis der Wichtigkeit der Risikobeurteilung zu entnehmen. Auf die Methodik und Vorgehensweise wird im Allgemeinen in der ÖNORM EN 1050: Sicherheit von Maschinen – Leitsätze zur Risikobeurteilung, [33], und im Speziellen für explosionsgefährdete Bereiche in der ÖNORM 1127-1: Explosionsgefährdete Bereiche – Explosionsschutz – Teil 1: Grundlagen und Methodik, [34], Rechnung getragen.

In allen aktuellen Richtlinien wie Druckgeräte richtlinie, ATEX Richtlinie und Maschinenrichtlinie wird die Notwendigkeit der Risikobeurteilung hervorgehoben. Diese Vorgehensweise ist zwar systemtheoretisch, verschafft aber je nach angewandter Methodik einen guten Überblick über die anstehenden Problemfel-

der/Risikofelder, da eine Vielzahl von Personen/Experten in das Verfahren eingebunden sind und sowohl augenscheinliches als auch Beobachtungen aus dem Erfahrungsschatz in Konstruktions-, Betriebs- und Wartungsvorschriften eingearbeitet werden können.

Der direkte/indirekte Verweis ist allen Richtlinien bzw. Verordnungen zu entnehmen.

Maschinenrichtlinie [27] – Anhang I: Grundlegende Sicherheits- und Gesundheitsanforderungen bei der Konzipierung und dem Bau von Maschinen und Sicherheitsbauteilen

Vorbemerkungen:

...

Der Hersteller ist verpflichtet, eine Risikobeurteilung vorzunehmen, um alle mit seiner Maschine verbundenen Gefahren zu ermitteln. Er muss die Maschine dann unter der Berücksichtigung seiner Analyse entwerfen und bauen.

...

Druckgeräte richtlinie [28] – Anhang I: Grundlegende Sicherheitsanforderungen

Vorbemerkungen

...

- 3. Der Hersteller ist verpflichtet, eine Risikobeurteilung vorzunehmen, um die mit seinem Gerät verbundenen druckbedingten Gefahren zu ermitteln; er muss das Gerät dann unter Berücksichtigung seiner Analyse auslegen und bauen.*
- 4. Die grundlegenden Anforderungen sind so zu interpretieren und anzuwenden, dass dem Stand der Technik und der Praxis zum Zeitpunkt der Konzeption und der Fertigung sowie den technischen und wirtschaftlichen Erwägungen Rechnung getragen wird, die mit einem hohen Maß des Schutzes von Gesundheit und Sicherheit zu vereinbaren sind.*

ATEX 95 Richtlinie [29]: Risikourteilung von Produkten

Allgemein ist zu sagen, dass die Erfüllung der Grundlegenden Gesundheits- und Sicherheitsanforderungen der Richtlinie 94/9/EG zwingend verbindlich ist, um den Explosionsschutz von Geräten und Schutzsystemen zu gewährleisten. Die Anforderungen sollen bestehende oder mögliche Gefahren berücksichtigen, die sich aus Konzeption und Bau ergeben. Nach der Philosophie der ATEX Richtlinie 94/9/EG jedoch spielt auch der Begriff der bestimmungsgemäßen Verwendung eine maßgebliche Rolle. Außerdem ist wichtig, dass die Hersteller vollständige Informationen zur Verfügung stellen. Um die Anforderungen der Richtlinie 94/9/EG zu erfüllen, ist es daher absolut notwendig, einen Gefahrenbewertungsprozess durchzuführen. Gemäß Anhang II Punkt 1.0.1 sind Hersteller verpflichtet, Geräte und Schutzsysteme nach den Prinzipien der integrierten Explosionssicherheit zu konzipieren. Integrierte Explosionssicherheit soll die Entstehung von explosi-

onsfähigen Atmosphären und Zündquellen verhindern und, falls es doch zur Explosion kommen sollte, diese umgehend stoppen und/oder ihren Wirkungsbereich begrenzen.

In diesem Zusammenhang hat der Hersteller Maßnahmen im Hinblick auf die Explosionsgefahren zu ergreifen. Zusätzlich müssen gemäß Anhang II Punkt 1.0.2 der Richtlinie Geräte und Schutzsysteme nach einer gebotenen Analyse möglicher Fehlerzustände entworfen und hergestellt werden, um gefährliche Situationen soweit möglich auszuschalten. bedenkt man die Verpflichtungen, die sich aus den betreffenden Forderungen der Richtlinie 94/9/EG ergeben, sollte eine Methodik zur Risikobewertung sich nicht nur mit Aspekten von Konzeption und Bau beschäftigen, sondern auch ein gemeinsames Format beziehungsweise eine gemeinsame Sprache zwischen Konstrukteuren und Anwendern bieten. Prinzipielle – Neue Generation von Richtlinien

Im Rahmen der Vorgehensweise nach ATEX-Richtlinie sind die Lokalisierung, Zuordnung, Bewertung und die Vorschriften zur Ergreifung von Gegenmaßnahmen/Schutzmaßnahme Teil der Richtlinienphilosophie (siehe Kapitel 5).

6.2.1 Sicherheit von Maschinen – ÖNORM EN 1050 [33]

Zur Durchführung von Risikobeurteilung wurde die ÖNORM EN 1050 Sicherheit von Maschinen – Leitsätze zur Risikobeurteilung angewandt. Es wird auf diese Literaturstelle im Zuge der Risikobeurteilung nach ATEX Richtlinie, Maschinenrichtlinie und Druckgeräterichtlinie verwiesen. Alle Richtlinien der letzten Zeit beinhalten eine Reihe immer gleicher Vorschriften, die als Standardvorschriften jeder Richtlinie zu entnehmen sind (siehe Kapitel 5).

Prinzipiell gehen von allen technischen Anlagen Gefahren und Risiken aus – bei Anlagen die mit explosionsfähigen und/oder giftigen Medien operieren, sind zu erwartende Gefahren und Risiken besonders zu beachten. Über die Sicherheit und Zuverlässigkeit von solchen Anlagen kann nicht aufgrund der Betriebshistorie geschlossen werden. So ist in der Norm folgender ausdrücklicher Passus zu finden:

Das Fehlen einer Unfallgeschichte, ein geringe Anzahl von Unfällen oder ein geringes Schadensausmaß dürfen nicht zu der Annahme führen, dass das Risiko gering sei. [33]

In der Norm sind eine Reihe möglicher Vorgehensweisen aufgezählt, die alle der nachfolgenden Systematik der Gefahren- oder Risikobeurteilung unterliegen. Die möglichen theoretischen Modelle, die hinter der grundlegenden Vorgehensweise stehen sind dem Anhang B der Norm [33] zu entnehmen. Für die angestellten Untersuchungen wurde im Projekt die Delphi Methode angewandt [51], [46]. Diese Analysemethodik basiert auf der Einbeziehung von Experten aus allen Fachrichtungen, denen die Maschine/Anlage betreffenden komponenten- und verfahrenstechnisch relevanten Detailinformationen bekannt sind und dem zu Folge sicherheitstechnische Problemfelder abgeleitet werden können.

Nach der Vorgehensweise in ÖNORM EN 1050 „Sicherheit von Maschinen – Leitsätze zur Risikobeurteilung“ [33] ist folgender Ansatz zu wählen:

Risikobeurteilung

Bestimmung der Grenzen der Maschinen/Anlagen

Gibt die beim Betrieb der Anlage vorgegebenen Randbedingungen der Maschine/Anlage vor und umfasst die Betrachtung der Lebensphase der Maschine/Anlage, die Grenzen der Maschine/Anlage einschließlich der bestimmungsgemäßen Bedingung, den vorhersehbaren Einsatzbereich und die Beurteilung der die Maschine/Anlage bedienenden Personen nach Ausbildungsgrad, Erfahrung und Altersstufe.

Identifizierung der Gefährdung

Im Rahmen der Identifizierung von Gefährdungen ist nach eigenem Ermessen unter der Verwendung beispielgebender Checklisten vorzugehen, um eine systematische Vorgehensweise zu erreichen.

Risikoeinschätzung

Die Risikoeinschätzung erfordert im Wesentlichen die Einordnung der Risikoelemente (Kombination der Risikoelemente, zu erwartendes Schadensausmaß und Eintrittswahrscheinlichkeit des Schadens) und die Berücksichtigung der Gesichtspunkte bei der Bestimmung der Risikoelemente. Für detailliertere Informationen wird auf die Norm verwiesen.

Risikobewertung

Die Risikobewertung beinhaltet die finale Beurteilung von auftretenden Risiken im Normal- und Störbetrieb sowie deren Eintrittswahrscheinlichkeit.

6.2.2 Grundlagen und Methodik zur Einschätzung des Risikos in explosionsfähigen Atmosphären ÖNORM EN 1127-1 [34]

Die in der ÖNORM EN 1050 Sicherheit von Maschinen – Leitsätze zur Risikobeurteilung - eher allgemein gehaltenen Vorschriften zur Durchführung von Risikobeurteilung werden für Maschinen/Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen in der ÖNORM EN 1127-1 „Explosionsfähige Atmosphären – Explosionsschutz, Teil 1: Grundlagen und Methodik“ [34] präzisiert.

Diese Norm enthält ähnliche Elemente der Gefahren/Risikobeurteilung durch Empfehlungen zum Erkennen von Gefährdungen sowie Eingrenzungen zu den Themen der Elemente der Risikobeurteilung und Vermeiden bzw. Verringern der Risiken.

Des Weiteren wird auf die ÖNORM EN 746/1997 verwiesen, die hinsichtlich möglicher Gefährdungen und Risiken in industriellen Thermoprozessanlagen herangezogen werden kann – Erläuterungen zu dieser Norm sind dem Kapitel 5.7 zu entnehmen.

6.3 Sicherheits- und Gesundheitsrisiken von Biomassevergasungsanlagen

Für die Durchführung der Risikobeurteilung wurde eine Technologieschreibung und Klassifizierung durchgeführt (siehe Kapitel 3.2). Die Technologiebeschreibung und Klassifizierung beinhaltet Informationen über die Funktions- und Arbeitsweise derartiger Anlagen aus denen Gefahrenszenarien ableitbar sind. Die Erarbeitung der Technologiebeschreibung und Klassifizierung sowie die Auflistung möglicher

Anlagenrisiken wurden auf breiter Basis durch das Projektkonsortium durchgeführt. Zu diesem Zweck wurden Übersichtsformulare zur Technologiebeschreibung und Risikoabschätzung, die basierend auf dem Wissensstand am Institut für Wärmetechnik erstellt wurden, vorbereitet und vor den Projekt-Workshops zur Ergänzung an die Projektpartner ausgeschickt. Die durch die Projektpartner ergänzten Punkte wurden in das Vorlagedokument eingearbeitet.

Diese Listen können in weiterer Folge vom jeweiligen Anlagenhersteller oder -betreiber herangezogen werden, um an der jeweiligen Anlage selbst eine Einschätzung der gegenwärtigen Lage vorzunehmen. Die Listen bzw. das Fallbeispiel „Risikobeurteilung an der IWT Versuchsanlage“ sind so aufgebaut, dass für die Verdeutlichung der Systematik und Vorgehensweise die notwendigen Punkte zu entnehmen sind. In diesem Zusammenhang wird ausdrücklich auf den beispielgebenden Charakter der Ausführung hingewiesen – Das Fallbeispiel ist hinsichtlich der Inhaltspunkte an die jeweiligen Gegebenheiten der Anlagen zu adaptieren und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Die aufgezeigten Ursachen, Möglichkeiten zur Vermeidung und mögliche Reaktionen auf die Gefahrensituation erheben zum gegenwärtigen Zeitpunkt keinen Vollständigkeitsanspruch, haben daher keine rechtliche Gültigkeit, wodurch auch darauf hingewiesen wird, dass im Falle eines Störfalles die Autoren Haftungsansprüche ausschließen.

Für die Vervollständigung der Risikobeurteilung ist in den Dokumenten keine explizite Risikobeurteilung enthalten – dies wurde absichtlich so gewählt, da aus den Beispieldokumenten keine Beeinflussung der Betreiber/Hersteller in deren Einschätzung des Risikos geschehen soll.

Die Notwendigkeit für die Durchführung dieser Analyse ergibt sich aus mehrerlei Hinsicht. Hersteller und Betreiber von Anlagen sind durch die entsprechenden Richtlinien und Verordnungen und Gesetze angehalten, durch diese Gefahrenanalysen potentielle Gefahren für Mensch, Umwelt sowie Maschinen/Anlagen hintanzuhalten. Es ist jedoch bei der Ausarbeitung der Analysen darauf zu achten, dass die Ausarbeitungen der Anforderung der jeweilig in Betracht gezogenen Richtlinie entsprechen. Dieser Sachverhalt resultiert aus der unterschiedlichen Herangehensweise bzw. Eingrenzung der bearbeiteten Problemfelder in den für Biomassevergasungsanlagen relevanten Richtlinien, Verordnungen und Gesetzen.

Es wurden folgende Anlagenabschnitte betrachtet:

- Brennstofflagerung
- Betriebsmedienlager/Reststofflager
- Brennstoffversorgung
- Vergaser
- Gasreinigung
- Gasmotor

Die aufgezeigten Gefahren werden für gegenseitige Verweise von ähnlich gelagerten Gefahrensituationen mit einer speziellen Kennzeichnung versehen. Der Bezeichnungsschlüssel ist dem jeweiligen Unterkapitelanfang zu entnehmen. Die folgenden Unterkapitel geben eine Übersicht über die bearbeiteten Gefahren- und Risikosituationen. Die detaillierten Ausführungen zu den einzelnen Unterpunkten (Gefahrenerkennung, Vermeidungsmaßnahmen, Vorsorgemaßnahmen und sofortige Gegenmaßnahmen) sind dem Anhang B zu entnehmen. Wie schon in den obigen Ausführungen erwähnt sind diese Erkennungs- und Verhaltensmuster beim Auftreten und Beiseitigen von Gefahren im Anlagenbetrieb der IWT Versuchsanlage zur

Anwendung gebracht worden. Es ist daher diese Auflistungen unbedingt an die jeweilige Anlagencharakteristik bzw. durch eigene Betriebserfahrungen bzw. eigene Betriebsvorschriften zu ergänzen und zu vervollständigen.

6.3.1 Allgemeine Gefahren

Im Bereich der allgemeinen Gefahren sind die Auswirkungen von:

- Strom- und Energieausfall,
 - z.B. dadurch verursachter Ausfall der Prozesskühlung, oder
 - z.B. dadurch verursachter Ausfall der Prozessleittechnik,
- mechanische Gefährdung durch Verblockung, Versperren, Einfrieren, Kondensatansammlung etc. in Anlagenteilen bzw. Teilaggregaten
- Absturzgefahr
- Gefahren des elektrischen Stromes
- Elektrostatische Aufladung
- Thermische Gefährdung
- Lärm, Erschütterungen
- Schadstoffemissionen der Anlage (Motorabgase, Abluft, Abgas aus Ausblasseinrichtungen, Abwässer, feste Rückstände der Vergasungsanlage mit allen damit verbundenen Gefahren)
- Brand- und Explosionsgefahr,
- potentiellen Vergiftungsmöglichkeiten,
- Blitzschlag,
- Sturmschaden,
- Hochwasser,
- Erdbeben

zu evaluieren. Die möglichen Gefahren- bzw. Beeinträchtigungsmomente sind in der obigen Auflistung sehr allgemein gefasst und finden in der Gefahren- bzw. Risikobeurteilung Niederschlag. In vielen Fällen wirken sich die allgemein definierten Gefahrenmöglichkeiten indirekt auf das Betriebsverhalten der Anlagen aus, was in der Auflistung und Durchführung der Risikobeurteilung zur Unterscheidung von Risiko- und Risikofolgen führt – die allgemeinen Gefahren fließen indirekt in die Beurteilung möglicher Gefahren ausgehend vom Anlagenanfahr-, abfahr-, -stör- und –normalbetriebsfall ein. Ausgehend von den allgemeinen Gefahrenmomenten sind demzufolge Szenarien abzuleiten, die mögliche Risiken in den verschiedenen Bereichen/Prozessschritten der Anlagen behandeln.

6.3.2 Brennstofflagerung

Im Bereich des Brennstofflagers wird ausschließlich naturbelassene Biomasse der für den Anlagenbetrieb geforderten Stückigkeit, Feuchtigkeit und genehmigten Bevorratungsmenge, gelagert [43] [44]. Hinsichtlich der Explosionsrisiken ist der Hinweis auf den beinhalteten Feinanteil (Feinstteilchen und Stäube) zu machen (GLA bedeutet **G**efahr **B**rennstoff**L**Ager).

Im Bereich der Brennstofflagerung können folgende Gefahrensituationen auftreten:

- GLA/1 - Versagen der Rückbrandsicherung
- GLA/2 - Unkontrollierter Gasaustritt aus dem Brennstoffbeschickungssystem
- GLA/3 - Fehlfunktion im Brennstoffaustrag
- GLA/4 - Brandgefahr
- GLA/5 - Staubexplosionen
- GLA/6 - Selbstentzündung

6.3.3 Betriebsmedienlager/Reststofflagerung

Für die Lagerung von Betriebsmedien und Reststoffen aus dem Betrieb und der Wartung der Biomassevergasungsanlage ist der Bedarf zur Lagerung vorhanden. Für die Lagerung von folgenden Betriebsmedien/Reststoffen ist in den Biomassevergasungsanlagen Rechnung zu tragen:

- Wäscheremulsionen
- Motoröl
- Wartungs- und Reinigungsflüssigkeiten (Lösungsmittel, Schmiermittel, ...)
- Abwasser, Aufbereitungsrückstände, Asche, Zyklon und Filterstaub (Zwischenlagerung bzw. Entsorgung)

Im Bereich der Betriebsmedienlagerung können folgende Gefahrensituationen auftreten (GBRL bedeutet **G**efahr **B**etriebsstoff und **R**eststoff**L**ager):

- GBRL/1 – Brandgefahr oder/und Explosion durch Leckagen, schadhafte Lagerbehälter und beim Hantieren mit den Substanzen
- GBRL/2 - Kontamination mit gesundheitsschädlichen Reststoffen aus dem Anlagenbetrieb
- GBRL/3 – Austreten gesundheitsschädlicher/explosiver Dämpfe
- GBRL/4 - Austritt/Auslaufen giftiger Stoffe in die Kanalisation bzw. in das Erdreich

6.3.4 Brennstoffversorgung

Im Bereich der Brennstoffversorgung können folgende Gefahrensituationen auftreten (GB bedeutet **G**efahr **B**rennstoffversorgung):

- GB/1 - Ausfall der Brennstoffversorgungskette
- GB/2 - Entzündung des Brennstoffs im Bereich des Brennstoffeintrages
- GB/3 - Ausfall der Füllstandsmeldung im Bereich des Vergasers
- GB/4 - Verblockung im Vergaserinneren

6.3.5 Vergaser

Die Risikobeurteilung wird beim Vergaser in folgende Bereiche aufgliedert:

- Allgemeine Gefahren GVA (GVA bedeutet **G**efahr **V**ergaser **A**llgemein),
- Ascheentleerung GVR (GVR bedeutet **G**efahr **V**ergaser **R**ost)

a) Allgemeine Gefahren

Es werden unter diesem Punkt eine Reihe von Gefahren beschrieben, die entweder für mehrere Bereiche ihre Gültigkeit haben (z.B.: Explosionsrisiko) oder der nachfolgenden Unterteilung nicht eindeutig zuordenbar sind.

Folgende allgemeine Gefahrensituationen können auftreten:

- GVA/1 - Zu hohe Temperaturen im Gaserzeugungsbereich
- GVA/2 - Geringer Unterdruck im Bereich des Gasaustritts aus dem Vergaser
- GVA/3 - Zu geringer Unterdruck im Bereich des Brennstoffeintrages
- GVA/4 - Unkontrollierter Lufteintritt in den Vergaser
- GVA/5 - Explosion

b) Ascheentleerung

Im Bereich der Ascheentleerung können folgende Gefahrensituationen auftreten:

- GVR/1 - Ausfall der Ascheentleerung
- GVR/2 - Gasaustritt im Bereich der Ascheentleerung

6.3.6 Gasreinigung

Die Risikobeurteilung wird bei der Gasreinigung in folgende Bereiche aufgegliedert:

- Allgemeine Gefahren GGA (GGA bedeutet **G**efahr **G**asreinigung **A**llgemein)
- Gaskühlung GGK (GGK bedeutet **G**efahr **G**asreinigung **K**ühlung)
- Zyklon GGZ (GGZ bedeutet **G**efahr **G**asreinigung **Z**yklon)
- Partikelfiltration GGF (GGF bedeutet **G**efahr **G**asreinigung **P**artikel**F**iltration)
- Nasswäsche GGN (GGN bedeutet **G**efahr **G**asreinigung **N**asswäsche)

c) Allgemeine Gefahren

Analog zu der Vorgehensweise bei der Risikobeurteilung im Vergasungsteilprozess wird für den Bereich der Gasreinigung in diesem Unterkapitel die selbe Vorgehensweise gewählt und auftretende allgemeine Gefahrensituationen beschrieben, die entweder für mehrere Bereiche ihre Gültigkeit haben oder der nachfolgenden Unterteilung nicht eindeutig zuordenbar sind. Folgende allgemeine Gefahrensituationen können auftreten:

- GGA/1 - Temperaturen in der Gasreinigung außerhalb des Normalbereiches
- GGA/2 – Anlagendruck in der Gasreinigung außerhalb des Normalbereiches
- GGA/3 - Versperrung des Gasweges
- GGA/4 - Ausfall eines Gasfördergebläses

d) Gaskühlung

Im Bereich der Vorwärmkammer können folgende Gefahrensituationen auftreten:

- GGK/1 - Ausfall der Gaskühlung
- GGK/2 – Ablagerung und Ausfall der Abreinigung

e) Zyklon

GGZ/1 - Betriebsstörung in der Staubaustragseinrichtung
GGZ/2 - Staubexplosion zweiphasiger Gemische

f) Partikelfiltration

GGF/1 - Ausfall der Filterabreinigung

g) Nasswäsche

GGN/1 - Temperatur im Gas/Waschmedium außerhalb des zulässigen Bereiches
GGN/2 - Defekte Füllstandsanzeigen
GGN/3 - Ausfall der Abwasseraufbereitung

6.3.7 Gasmotor (GM), Notgasverwertung (GMF) und Energieauskopplung (GME)

Für den Gasnutzungsbereich ist prinzipiell zu sagen, dass diese Anlagenteile durch strikte Vorgaben für die Auslegung, den Bau und Betrieb sowie die Wartung reglementiert sind. Diese Vorgaben sind den Betriebs- und Handbüchern des jeweiligen Motorherstellers zu entnehmen und ermöglichen so eine sichere Verwertung des produzierten Holzgases, regeln das Anfahren und Abschalten des Aggregates. Von Motorenherstellerseite sind entsprechende Vorkehrungen für eine Störfallbeseitigung getroffen. Für die oben genannten Betriebsfälle des Anfahrens, Abstellens, stationärer bzw. wechselnder Lastbetrieb sowie Lastabwurf sind von Anlagenseite her die entsprechenden Vorkehrungen für eine alternative Holzgasverwertung sowie die Freigabe gewisser Notgaswege/Gasumgehungsleitung sicherzustellen. Auftretende Störfälle im Motorenbereich dürfen zu keinen sicherheitskritischen Zuständen für die in Betrieb befindliche Anlage führen. Folgende Gefahrensituationen wirken sich auf den Vergasungsprozess aus:

GM/1 - Motorausfall
GM/2 - Produktgasdrücke außerhalb der Normalbereiches
GMF/1 - Fehlfunktion Notfackel
GME/1 - Ausfall der Nahwärmenetzes
GME/2 – Schwankungen elektrische Energie MOTOR-GENERATOR

6.3.8 Prozessleittechnik (PLT)

Die Prozessleittechnik übernimmt im Rahmen der Einhaltung der sicherheitstechnischer Anforderungen eine wichtige Rolle für die Überwachung anlageninterner Vorgänge anhand diverser physikalischer und abgeleiteter physikalischer Prozessgrößen (z.B. Druck, Temperatur, Konzentrationen etc.). Aus der üblichen Betriebsführung ergeben sich in einzelnen Teilapparaten kritische Anlagenzustände, die anhand von Grenzwerten vermieden werden können. Im Fall von Über- oder Unterschreiten dieser Grenzwerte wird durch das PLT- System eingegriffen. Die möglichen Auswirkung auf das Auftreten von Störungen reichen von der Prozesswarnung mit der entsprechenden korrigierenden Eingriff und Protokollierung in den Betriebsprotokolle bis hin zu Eingriffen des PLT- Systems, die eine Abschaltung der Anlage mit dem Überführen der Anlage in den sicheren Zustand zur Folge haben.

Die zentrale und wichtige Stellung der Prozessleittechnik für die Durchführung von Schutzmaßnahmen zur Wahrung der menschlichen Gesundheit sowie gegen Explosionen, Brände etc. wird in den Kapiteln zur Anlagensicherheitstechnik im Zusammenhang mit den durchgeführten Untersuchungen behandelt (siehe Kapitel 3.2, Kapitel 4.5, Kapitel 8). Explizit wird auf Maßnahmen dieser Art nicht eingegangen, da das Anlagenkonzept, die Prozessleittechnik und die Vorschriften zur Betriebsführung im jeweiligen Einzelfall selbstständig abzustimmen, festzulegen und zu administrieren sind.

7 Emissionen aus Biomassevergassungsanlagen

7.1 Abgasemissionen bei der Verwertung von Produktgasen aus Biomassevergassungsanlagen [38][60][61]

Neben gewünschten Produkten der innermotorischen Verbrennung (mechanische Wellenarbeit und Wärme) entstehen auch unerwünschte Emissionen, wie Lärm, Schwingungen und vor allem Schadstoffe aus dem Verbrennungsvorgang beim Betrieb von Blockheizkraftwerken und Notfackeln. Bedingt durch ungleiche Verbrennungseigenschaften von Kohlenmonoxid im Vergleich zu Wasserstoff und Methan, dem Schlupf an Unverbranntem (Kohlenmonoxid sowie verschiedene Kohlenwasserstoffverbindungen aus Treibgasen sowie unvollständigen Verbrennungsvorgängen im Zylinderinneren) und dem hohen Stickstoffanteil im Produktgas (N_2 , NH_3 , ...), was zu entsprechenden Stickoxidemissionen führen kann, kann es zu vergleichsweise hohen Schadstoffbelastungen im nicht behandelten Abgas kommen. Die entstehende Mischemission durch die oben genannten Schadstoffentstehungseffekte, ist im Zusammenhang mit der Anwendung des Gasnutzungsverfahrens (Nutzung in Verbrennungskraftmaschinen – Schlupf an Treibgas) und mit den in Tabelle 7-2 charakteristischen Zusammensetzungen der Motortreibgase zu sehen.

Tabelle 7-1: Charakteristische Gaszusammensetzungen betrachteter Sondergase, {- keine Angabe}, [1], [2], [106]

		Holzgas (Luft-V.)	Holzgas (H_2O -V.)	Biogas	Klärgas	Deponie gas	Erdgas
Kohlenmonoxid	v_{CO}	15-25%	20-30%	-	-	-	-
Kohlendioxid	v_{CO_2}	12-25%	12-25%	15-25%	30-40%	25-35%	~1,4%
Wasserstoff	v_{H_2}	6-20%	30-45%	-	-	-	-
Wasserdampf	v_{H_2O}	2-6%	2-6%	2-6%	-	-	~ 0
Stickstoff	v_{N_2}	Rest	3-5%	Rest	Rest	Rest	Rest
Methan	v_{CH_4}	1-5%	8-12%	40-75%	50-60%	45-65%	96,06%
Ethan	$v_{C_2H_6}$	<< - <	-	-	-	-	0,94%
Propan	$v_{C_3H_8}$	<< - <	-	-	-	-	0,23%
Butan	$v_{C_4H_{10}}$	<< - <	-	-	-	-	-

Die Zusammensetzung der verschiedenen Treibgase steht in direktem Zusammenhang mit dem Emissionsverhalten der Verbrennungskraftmaschinen. Es ist auf den Schlupf an unverbrannten Gasmengen zu achten. Der Anteil von Kohlenmonoxid und Methan im Motorabgas liegt theoretisch im Bereich von 1-1,5 % der Treibgaskonzentration für Kohlenmonoxid [101] und 0,75-0,85 % der Treibgaskonzentration für Methan [101] des Eingangstromes der jeweiligen Brenngaskomponente – siehe Glg. 7-1. Mit steigendem Anteil der beiden Brenngaskomponenten (CO , CH_4) ist mit steigenden Emissionswerten zu rechnen, die hinsichtlich zu senkender Rohemissio-

nen durch die Zylindergeometrie, Motorregelung, Ventilansteuerung etc. begrenzt sind.

$$SF = \frac{\dot{n}_{i,out}}{\dot{n}_{i,in}} * 100\% \quad \text{Glg. 7-1}$$

SF	...	Schlupf bezogen auf den Eingangsstromanteil der emissionsverursachenden Komponente
$\dot{n}_{i,out}$...	Austrittsstoffstrom der Gaskomponente i (Emission)
$\dot{n}_{i,in}$...	Eintrittsstoffstrom Kohlenmonoxid i (Treibgas)

Darüber hinaus werden die Qualität der Verbrennung und die dadurch verursachten Emissionen von der Brennraum/Zylindergeometrie bzw. von der Ventilsteuerung beeinflusst.

Für die Einhaltung vorgegebener Emissionswerte im Betrieb von Gasmotoren mit Holzgas ist die Anwendung einer Kombination von Maßnahmen zur Gemischregelung, Beeinflussung interner Verbrennung (Motorregelungssysteme) und Abgasnachbehandlung unerlässlich.

Nach derzeitigem Erfahrungsstand in der Sondergasnutzung ist für die Erreichung von bestimmten Emissionen der Einsatz einer abgestimmten Technologie (Gaserzeugung, Gasreinigung, Motormanagement und Abgasnachbehandlung) unabdingbar – die Formulierung von Emissionsgrenzwertempfehlungen ist auf Grund der derzeitigen Situation, dass sich Anlagenkonzepte und Abgasnachbehandlungssysteme für diese Applikation nach wie vor in Entwicklung befinden, schwierig (siehe Kapitel 7.1.3.4).

7.1.1 Mechanismen der Schadstoffentstehung

7.1.1.1 Kohlenmonoxid

Kohlenmonoxid (CO) entsteht bei der Verbrennung unter Luftmangel, wie dies im Zylinder in gewissen Bereichen der Fall ist. Neben Emissionen aus der unvollständigen Verbrennung ist bei der gasmotorischen Nutzung von Holzgas der Schlupf von Kohlenmonoxid aus dem Treibgas in Betracht zu ziehen. Der Schlupf bewegt sich ca. im Bereich von 1-1,5% der Treibgaskonzentrationen für Kohlenmonoxid.

Kohlenmonoxid ist ein Atemgift mit einer weitaus höheren Affinität zum Bluthämoglobin als Sauerstoff (ca. 300-mal höher). Es vermindert den Sauerstofftransport und kann bei hohen Konzentrationen zum Tod durch Ersticken führen. Außerdem trägt es in mäßigem Umfang zur Bildung von bodennahem Ozon bei. In der Luftatmosphäre ist das Molekül mäßig stabil, was zu relativ schnellem Zerfall unter den oxidierenden atmosphärischen Bedingungen führt. In der Verbrennungsführung wird auf die Einhaltung eines leicht überstöchiometrischen Luft- Brennstoffverhältnisses geachtet [60].

7.1.1.2 Unverbrannte Kohlenwasserstoffe

Bei der unvollkommenen Verbrennung des Treibstoffes kommt es zur Aufspaltung und Freisetzung von Kohlenwasserstoffverbindungen. Diese können grob in aliphatische (Alkane, Alkene und Alkine) und zyklische Kohlenwasserstoffe unterteilt werden. Während die aliphatischen Verbindungen beim Verbrennungsmotor kaum eine Rolle spielen, kommt den zyklischen Verbindungen (z.B. Benzol, Toluol, Xylol) und den polyzyklischen aromatischen Verbindungen (PAH) eine besondere Bedeutung zu, da sie entsprechend schwierig in der katalytischen Umsetzung (höhere chemische Stabilität der aromatischen Verbindungen) zu handhaben sind [60].

7.1.1.3 Entstehung der Partikel

Die im Motorabgasstrom enthaltenen Partikel setzen sich aus Ruß (bei Diesel- bzw. Zündstrahlmotoren), anorganischer Fraktion, Treibgaspartikel, Partikelfractionen der Verbrennungsluft und Ölasche zusammen.

Ein wesentlicher Partikelbestandteil kann Ruß sein, welcher als Produkt der Luftmangelverbrennung entsteht. Gas-Zündstrahlmotoren wie auch Dieselmotoren werden zwar mit Luftüberschuss betrieben, doch sind wegen der Heterogenität des Gemisches stets Zonen mit Luftmangel vorhanden. Der Gas-Ottomotor zeichnet sich im Vergleich zu Diesel- und Dieselmotoren durch eine quasi ruffreie (partikelfreie) Verbrennung des Treibgases aus (abgesehen von der vernachlässigbaren Partikelkonzentration im Treibgas und der Verbrennung von Schmierölbestandteilen im Zylinderinneren). Eine völlig ruffreie Verbrennung von Dieselmotoren wird daher in der Regel schwierig zu erreichen sein. Je besser der Kraftstoff in der (gewöhnlich im Überfluss) vorhandenen Luft verteilt wird, desto geringer ist die Neigung zur Russbildung. Eine nicht ausreichend gute Verteilung kann teilweise durch höhere Luftüberschusszahlen kompensiert werden. Weiters wird die Russbildung durch hohe Temperatur und hohen Druck begünstigt. Genau diese Bedingungen führen jedoch bei Anwesenheit von Sauerstoff zur Oxidation von Kohlenstoff. An die Russteilchen lagern sich Kohlenwasserstoffe an, welche die organisch lösliche Phase der Partikel bilden. Dabei handelt es sich vor allem um die höhersiedenden Kraftstoffmoleküle und um Schmieröl [60].

Die anorganische Fraktion der Partikel entsteht vornehmlich aus der Verbrennung der in Kraftstoff und Schmieröl enthaltenen Alkali- und Erdalkaliverbindungen. Weiters ist bei der Nutzung von Sondergasen mit Beladung von Stäuben im Brenngasgemisch zu rechnen. Das bei der Verbrennung entstehende Wasser bildet in Verbindung mit dem im Abgas enthaltenen SO_2 und SO_3 Aerosole aus schwefelige Säuren bzw. Schwefelsäure, die der Gruppe der Partikel zuzurechnen ist. Neben dieser Fracht an Partikeln kommen auch noch die in der Ansaugluft enthaltene Feststoffe sowie diverse Stäube für Partikelemissionen in Frage, die eine nicht unbedeutende Menge darstellen können, wenn man bedenkt, dass Reingasparkelfrachten des Treibgases von unter $10 \text{ mg/m}^3_{\text{N}}$ durch ein entsprechendes Gasreinigungssystem erreicht werden können [60].

7.1.1.4 Entstehung von Stickstoffoxiden

Man unterscheidet hinsichtlich der Bildung drei Arten von Stickoxiden [38], [60]:

- Brennstoff - NO_x

Stickstoffoxid wird während des Verbrennungsprozesses aus dem im Kraftstoff gebundenen Stickstoff gebildet. Bei der motorischen Verbrennung des Holzgases müssen die brennbaren Spurenstoffe mit hohem Stickstoffgehalt wie z.B. Ammoniak beachtet werden. Ammoniak hat unmittelbaren Einfluss auf die NO_x-Emission des Motors, da Ammoniak bei der Verbrennung eine sehr starke Neigung zur Bildung von Brennstoff – NO_x besitzt. Dieser Effekt ist bei der Anlage Güssing im Vergleich zur Thermoselect-Anlage Chiba festzustellen, da die Gasqualitäten, ausgenommen der NH₃ Gehalt, sehr ähnlich sind (siehe Abbildung 7-1). Im Fall der Anlage Chiba kann der Motor auf ein NO_x-Niveau von ca. 70-200 mg/m³_N gebracht werden (gleicher Mitteldruck), es wird hier nur thermisches NO_x gebildet.

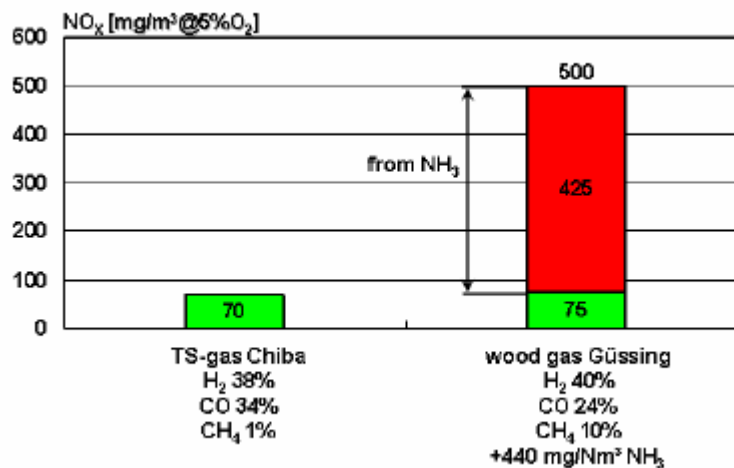


Abbildung 7-1: Einfluss von Ammoniak auf die NO_x Emissionen des Motors, [56]

Eine erste Analyse ergab, dass im Fall der Anlage Güssing nahe der Magergrenze (kleinste mögliche NO_x Emissionen) durch den erheblichen Anteil an NH₃ (440 mg/m³_N) wesentlich mehr des so genannten Brennstoff- NO_x gebildet wird als das thermische NO_x, in Summe wird der Grenzwert von 500 mg NO_x/m³_N nur mit Mühe erreicht. Analysen ergeben ein Verhältnis von 40% thermisches NO_x und 60% Brennstoff NO_x.

- Promptes NO_x

In der dünnen Flammenfront entstehen, speziell bei vorgemischten sauerstoffarmen Flammen, Kohlenwasserstoff-Radikale, die mit Stickstoffmolekülen Cyanide bilden, woraus in Nebenreaktionen NO_x entsteht. In der Literatur wird der Beitrag des prompten NO_x zur Gesamtemission als untergeordnet angesehen.

- Thermisches NO_x

In einer stark endothermen Reaktion wird NO_x aus den in der Verbrennungsluft enthaltenen Elementen Stickstoff und Sauerstoff gebildet. Diese Reaktion läuft bei entsprechender Energiezufuhr auch in Luft ab, sie ist also nicht an die Verbrennung eines Kraftstoffes gebunden. Die Bildung von NO_x ist zeitabhängig. Erst nach theoretisch unendlich langer Zeit stellt sich ein temperaturabhängiger Gleichgewichtszustand ein. Für die Brenndauer in Verbrennungskraftmaschinen ist dieser Temperatur-Zeit-Zusammenhang von großer Bedeutung. Die dominierenden Einflussfaktoren bei der Bildung von thermischem NO_x sind also:

- Temperatur
- Sauerstoffkonzentration am Ort der Verbrennung
- Verweilzeit am Ort der Verbrennung

7.1.2 Abgasemissionen in realisierten Anlagen der Holzgasnutzung

In der Entwicklung der Biomassevergasungsanlagen zur Demonstrationsreife sind Projekte hervorgetreten, deren Kennwerte und gesammelte Betriebserfahrungen eine Basis für die Betrachtungen im Rahmen dieses Projektes darstellen.

Diese Anlagenbeispiele decken den leistungsmäßigen Anwendungsbereich der Technologie ab und wurden im Rahmen von Pilotprojekten errichtet. Die erzielten Messwerte stellen den derzeitigen Stand in der Erreichung der Zielemissionswerte im Anlagenprobetrieb (bzw. Anlagenversuchsbetrieb) dar. In der Regel finden bei diesen Anlagen Gasnutzungskonzepte auf Basis des Magermotorkonzeptes mit Oxidationskatalysator Anwendung. Derzeit werden an diesen Anlagen in Abstimmung mit der Prozessgasreinigung, Katalysatortests (mit einem Teilstrom von ca. 5 bis 10 % des gesamten Motorabgasstromes) zur Sammlung von Langzeitbetriebserfahrungen durchgeführt, die der Weiterentwicklung des Katalysator/Motor/Motorregelungskonzeptes dienen. In Abbildung 7-2 sind die derzeit erreichten Rohemissionswerte (ohne Abgasnachbehandlung), die aus dem Betrieb der Gasmotoren mit Magerkonzept resultieren, ersichtlich.

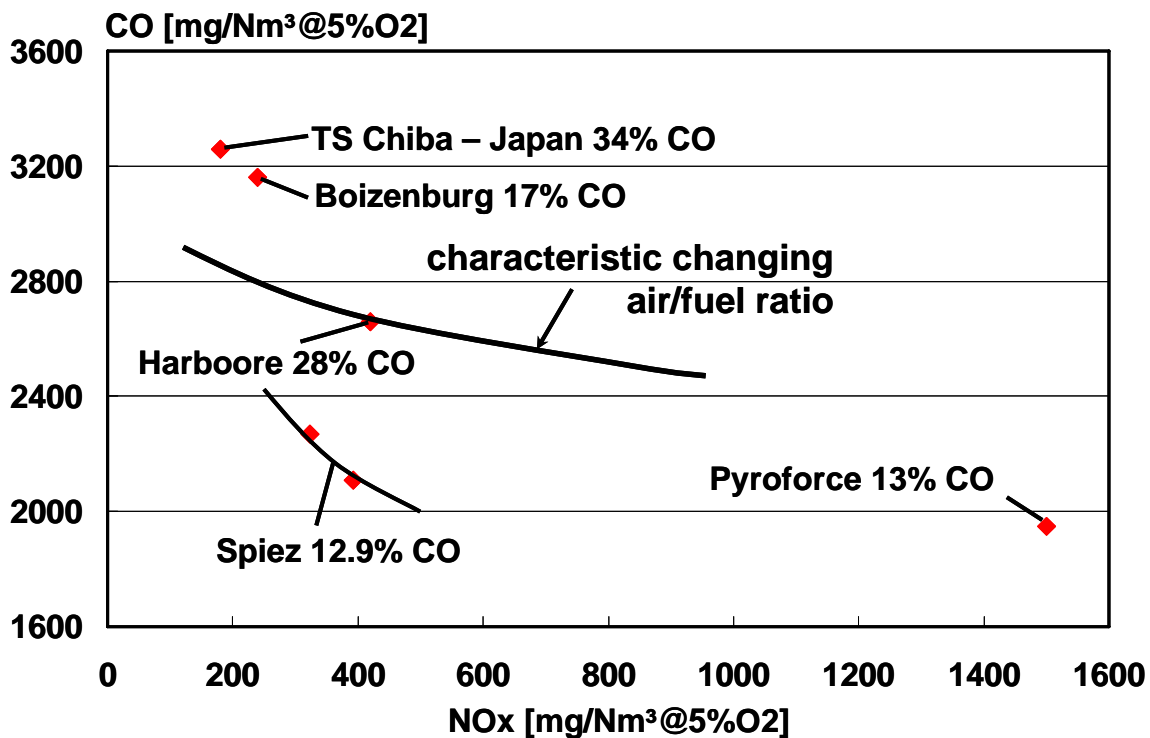


Abbildung 7-2: Rohemissionswerte (ohne Abgasnachbehandlung) für BHKW Anlagen auf Basis Biomassevergasung, [56]

Bedingt durch die Randbedingungen der Holzgasnutzung in Verbindung mit der Anwendung des Oxidationskatalysators (siehe Kapitel 3.5.2.4) wird auf folgende technische Lösungsansätze verwiesen, da seitens namhafter Gasmotorenhersteller neben dem Einsatz von Katalysatoren auch andere Systeme zur Abgasnachbehandlung zur Verfügung stehen.

Beim Einsatz von Katalysatorsystemen ist zu beachten, dass einzelne, kurzzeitige Fehlfunktionen im Bereich der vorgeschalteten Prozessgasreinigung den Katalysator bereits nachhaltig beschädigen können. Zur Beurteilung der Dauerbetriebseigenschaften liegen eine Reihe von Katalysatorstandszeit-Zwischenresultate vor, aus denen geschlossen werden kann, dass neben der erwähnten Betriebszuverlässigkeit der Gasreinigung auch höchste Anforderungen hinsichtlich der dauerhaft zu erreichenden Gasreinheiten vor Motoreintritt (Verunreinigungen durch Kondensate, Schwermetalle, Alkali- und Erdalkalimetalle etc.) zu stellen sind.

Tabelle 7-2 stellt die derzeit realisierten Anlagenbetriebs- und Motorabgasemissionswerte aus der Wirbelschichtvergasungsanlage Güssing dar. Zusätzlich zu den gemessenen Werten für Motorroh- und Gesamtemission (nach Katalysator) finden sich neben den Angaben zur Produktgaszusammensetzung und der Leistung der Anlage auch theoretische Emissionsrechenwerte bedingt durch den innermotorischen Schlupf (1-1,5% für Kohlenmonoxid und 0,75-0,85% für Methan) [101]. Wie in Abbildung 7-1 dargestellt, ist vor allem der hohe Anteil an Ammoniak im Motortreibgas (600-800 mg/m³_N) verantwortlich für die NO_x Emissionen.

Tabelle 7-2: Emissions- und Betriebskennwerte der Biomassevergassungsanlage Güssing, [56], [101], [102], {n.v. ... nicht verfügbar}

Bezugssauerstoffwert 5%	CO [mg/Nm ³]	NO _x [mg/Nm ³]	C _x H _y als CH ₄ Aquiv. - FID [mg/Nm ³]	Staub [mg/Nm ³]	Teer [mg/Nm ³]	NH ₃ [mg/Nm ³]	CO [%-Vol.]	CH ₄ [%-Vol.]	H ₂ [%-Vol.]	CO ₂ [%-Vol.]	H ₂ O [%-Vol.]	N ₂ [%-Vol.]
Rohgaszusammensetzung				-10000	-10000	n.v.	23	11	38	19	6 ³⁾	3
Brennstoff/ Treibgaszusammensetzung				≤ 25	≤ 25	500-700	23	11	38	19	6 ³⁾	3
Motor Rohemissionen theoretisch 1)	2052 - 3078		421 - 477									
Motor Rohemissionen 2)	2100	600 - 800					Brennstoffwärmeleistung		8 [MW]			
Reinemissionen Oxid.-Kat. Teilstrom 2)	150-450						Elektrische Bruttoleistung		2 [MW]			
Gesamtemission BHKW Anlage 2)	2000	600 - 800	400	5-10	n.v.		Brennstoffart		Waldhackgut			

1) Berechnung auf Basis des Motorschlupfs (bei CO 1-1,5%, bei CH₄ 0,75-0,85% der Produktgaskonzentration)

2) Anlagenmesswerte, Teilstrom über das Katalysatorsystem ca. 5% des Abgasgesamtstromes

3) bezogen auf die feuchte Gaszusammensetzung

Die Betriebswerte der Biomassevergassungsanlage Habøre sind in Tabelle 7-3 dargestellt. Es handelt sich dabei um ein Festbettvergassungssystem, welches im Gegenstrom betrieben wird. Die durch das Vergasungsverfahren bedingte hohe Produktgasbeladung mit teerartigen Verbindungen, Staubpartikeln und Aerosolen erfordert eine aufwendige Gasreinigung. Hinsichtlich der erreichten Katalysatorstandszeiten werden über weite Zeitfenster Umsatzraten von 78-95 % für die Schadstoffkatalyse von Kohlenmonoxid dauerhaft erreicht.

Tabelle 7-3: Betriebswerte des Motor- BHKWs an der Biomasse Vergassungsanlage Habøre, [101], [120] {n.v. ... nicht verfügbar}

Bezugssauerstoffwert 5%	CO [mg/Nm ³]	NO _x [mg/Nm ³]	C _x H _y als CH ₄ Aquiv. - FID [mg/Nm ³]	Staub [mg/Nm ³]	Teer [mg/Nm ³]	NH ₃ [mg/Nm ³]	CO [%-Vol.]	CH ₄ [%-Vol.]	H ₂ [%-Vol.]	CO ₂ [%-Vol.]	H ₂ O [%-Vol.]	N ₂ [%-Vol.]
Rohgaszusammensetzung				n.v.	~12000	n.v.	23	5	19	12	0 ³⁾	41
Brennstoff/Treibgaszusammensetzung				n.v.	25	n.v.	23	5	19	12	0 ³⁾	41
Motor Rohemissionen theoretisch 1)	2052 - 3078		191 - 217									
Motor Rohemissionen 2)	1500	400					Brennstoffwärmeleistung		5 [MW]			
Reinemissionen Oxid.-Kat. Teilstrom 2)	500						Elektrische Bruttoleistung		768+648 [kW]			
Gesamtemission BHKW Anlage 2)	n.v.	400	50	n.v.	n.v.		Brennstoffart		Waldhackgut			

1) Berechnung auf Basis des Motorschlupfs (bei CO 1-1,5%, bei CH₄ 0,75-0,85% der Produktgaskonzentration)

2) Anlagenmesswerte, Teilstrom über das Katalysatorsystem ca. 5% des Abgasgesamtstromes

3) bezogen auf die trockene Gaszusammensetzung

Eine weitere Pilotanlage stellt die Biomassevergassungsanlage Civitas Nova in Wr. Neustadt dar (siehe Tabelle 7-4) – bei diesem Anlagenkonzept handelt es sich um einen Doppelfeuer-Gleichstromvergaser mit nachgeschalteter je 1-stufiger Gaskühlung und Gasreinigung (Quench + Nasselektrofilter, kombinierte Staub und Teerabscheidung). Die Abgasnachbehandlung erfolgt nicht wie in anderen Anlagenbeispielen durch Oxidationskatalysatoren sondern durch Nachverbrennung des Motorrohgasabgases in der zusätzlich installierten Biomassefeuerungsanlage – der Betrieb der Biomassevergassungsanlage ist an den Betrieb der Biomassefeuerungsanlage gekoppelt [56].

Tabelle 7-4: Betriebswerte des Motor- BHKWs an der Civitas Nova Anlage in Wr. Neustadt, [56], [107], {n.v. ... nicht verfügbar}

Bezugssauerstoffwert 5%	CO [mg/Nm ³]	NO _x [mg/Nm ³]	C _x H _y als CH ₄ Aquiv. - FID [mg/Nm ³]	Staub [mg/Nm ³]	Teer [mg/Nm ³]	NH ₃ [mg/Nm ³]	CO [%-Vol.]	CH ₄ [%-Vol.]	H ₂ [%-Vol.]	CO ₂ [%-Vol.]	H ₂ O [%-Vol.]	N ₂ [%-Vol.]
Rohgaszusammensetzung				200-600	390-860	n.v.	18	3	16	9	0 ³⁾	54
Brennstoff/Treibgaszusammensetzung				15-35	15-35	n.v.	18	3	16	9	0 ³⁾	54
Motor Rohemissionen theoretisch 1)	1606 - 2409		115 - 130									
Motor Rohemissionen 2)	4116	356					Brennstoffwärmeleistung		2		[MW]	
Reinemissionen Oxid.-Kat. Teilstrom 2)	kein Kat.						Elektrische Bruttoleistung		500		[kW]	
Gesamtemission BHKW Anlage 2)	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.		Brennstoffart		Waldhackgut			

1) Berechnung auf Basis des Motorschlupfs (bei CO 1-1,5%, bei CH₄ 0,75-0,85% der Produktgaskonzentration)

2) Anlagenmesswerte

3) bezogen auf die trockene Gaszusammensetzung

Die Pyroforce Biomassevergasungsanlage verfügt über einen Doppelfeuer-Gleichstromvergaser mit anschließender Gaskühlung und Gasreinigung. Im Langzeitbetrieb der Anlage zeigten sich Probleme hinsichtlich Dauerbetriebsfähigkeit der Gasreinigung und Erreichung der Prozessparameter, die maßgeblichen Einfluss auf das Emissionsverhalten hatten. Die Adaptionen im Gasreinigungsbereich zeigen ein gutes Prozessverhalten hinsichtlich der Stabilität und des Emissionsverhaltens der Anlagen im Rahmen der publizierten Messwerte – siehe Tabelle 7-5.

Tabelle 7-5: Betriebswerte des Motor- BHKWs an der Pyroforce Biomasse Vergasungsanlagen, Spiez, [56] {n.v. ... nicht verfügbar}

Bezugssauerstoffwert 5%	CO [mg/Nm ³]	NO _x [mg/Nm ³]	C _x H _y als CH ₄ Aquiv. - FID [mg/Nm ³]	Staub [mg/Nm ³]	Teer [mg/Nm ³]	NH ₃ [mg/Nm ³]	CO [%-Vol.]	CH ₄ [%-Vol.]	H ₂ [%-Vol.]	CO ₂ [%-Vol.]	H ₂ O [%-Vol.]	N ₂ [%-Vol.]
Rohgaszusammensetzung				400-500	280-750	n.v.	16	1	15	16	0 ³⁾	52
Brennstoff/Treibgaszusammensetzung				< 50	<50	n.v.	16	1	15	16	0 ³⁾	52
theoretisch 1)	1428 - 2142		38 - 43,3									
Motor Rohemissionen 2)	2100	300					Brennstoffwärmeleistung		1,2		[MW]	
Reinemissionen Oxid.-Kat. Teilstrom 2)	n.v.						Elektrische Bruttoleistung		300		[kW]	
Gesamtemission BHKW Anlage 2)	<1500	<500	n.v.	<20	n.v.		Brennstoffart		Waldhackgut			

1) Berechnung auf Basis des Motorschlupfs (bei CO 1-1,5%, bei CH₄ 0,75-0,85% der Produktgaskonzentration)

2) Anlagenmesswerte

3) bezogen auf die trockene Gaszusammensetzung

Die Biomassevergasungsanlage der DTU ist als zweistufiges Gaserzeugungssystem mit anschließender Gaskühlung und Gasreinigung ausgestattet. Die Anlage verfügt über die kleinste Leistung der aufgeführten Pilotanlagenbeispiele. Hinsichtlich der erreichten Produktgaszusammensetzung werden hohe Qualitäten und Reinheiten des erzeugten Produktgases durch die Gaserzeugungs- und Gasreinigungsanlagen erreicht, die hinsichtlich Motoremissionen, Katalysatorstandzeiten, Abwasseremissionen etc. gute Betriebsergebnisse im Gesamtemissionsverhalten aufweist.

Tabelle 7-6: Betriebswerte des Motor- BHKWs an der DTU Biomassevergasungsanlage [101], [105], {n.v. ... nicht verfügbar}

Bezugssauerstoffwert 5%	CO [mg/Nm ³]	NO _x [mg/Nm ³]	C _x H _y als CH ₄ Aquiv. - FID [mg/Nm ³]	Staub [mg/Nm ³]	Teer [mg/Nm ³]	NH ₃ [mg/Nm ³]	CO [%-Vol.]	CH ₄ [%-Vol.]	H ₂ [%-Vol.]	CO ₂ [%-Vol.]	H ₂ O [%-Vol.]	N ₂ [%-Vol.]
Rohgaszusammensetzung				n.v.	< 40	n.v.	18	1	31	15	0 ³⁾	35
Brennstoff/Treibgaszusammensetzung				<25	< 10	n.v.	18	1	31	15	0 ³⁾	35
Motor Rohemissionen theoretisch 1)	1606 - 2409		38 - 43,3									
Motor Rohemissionen 2)	n.v.	n.v.					Brennstoffwärmeleistung		68 [kW]			
Reinmissionen Oxid.-Kat. Teilstrom 2)	n.v.						Elektrische Bruttoleistung		17 [kW]			
Gesamtemission BHKW Anlage 2)	880	1050	n.v.	4	n.v.		Brennstoffart		Waldhackgut			

1) Berechnung auf Basis des Motorschlupfs (bei CO 1-1,5%, bei CH₄ 0,75-0,85% der Produktgaskonzentration)

2) Anlagenmesswerte

3) bezogen auf die trockene Gaszusammensetzung

Eine der IWT-Biomassevergasungs-Versuchsanlagen ist mit einem Doppelfeuer-Gleichstromvergaser, Gaskühlung und Gasreinigung sowie mit einer Rückstandsauflbereitung ausgestattet und besitzt einen Sauggasmotor mit Venturigasmischer, jedoch ohne Abgasnachbehandlung. Die Versuchsanlage wird aus Gründen der Gesamtbilanzierbarkeit der Versuchsanlage sowie der Beurteilung der Prozessstabilität/Arbeitsweise des Gaserzeugungs- bzw. Gasreinigungskonzeptes samt Prozessleitsystem betrieben. Der **Gasmotor** ist nicht als Magermotor konfiguriert, mit einer statischen Gemischregelung ausgestattet, und entspricht **nicht** dem Stand der derzeit am Markt verfügbaren Technologie - Betriebswerte siehe Tabelle 7-7.

Tabelle 7-7: Betriebswerte der IWT Doppelfeuer - Vergasungsanlage beim Betrieb des Sauggasmotor-BHKWs älterer Bauart ohne Abgasnachbehandlung und Lambdaregelung (BHKW nicht Stand der verfügbaren Technologie) [103], {n.v. ... nicht verfügbar}

Bezugssauerstoffwert 5%	CO [mg/Nm ³]	NO _x [mg/Nm ³]	C _x H _y als CH ₄ Aquiv. - FID [mg/Nm ³]	Staub [mg/Nm ³]	Teer [mg/Nm ³]	NH ₃ [mg/Nm ³]	CO [%-Vol.]	CH ₄ [%-Vol.]	H ₂ [%-Vol.]	CO ₂ [%-Vol.]	H ₂ O [%-Vol.]	N ₂ [%-Vol.]
Rohgaszusammensetzung				150-450	150-280	n.v.	17	2	14	16	6 ³⁾	45
Brennstoff/Treibgaszusammensetzung				< 25	< 50	110-200	17	2	14	16	6 ³⁾	45
Motor Rohemissionen theoretisch 1)	1517 - 2275		76 - 86,7									
Motor Rohemissionen 2)	2000	3400					Brennstoffwärmeleistung		250 [kW]			
Reinmissionen Oxid.-Kat. Teilstrom 2)	kein Kat.						Elektrische Bruttoleistung		50 [kW]			
Gesamtemission BHKW Anlage 2)	2000	3400	130	3-5	n.v.		Brennstoffart		Waldhackgut			

1) Berechnung auf Basis des Motorschlupfs (bei CO 1-1,5%, bei CH₄ 0,75-0,85% der Produktgaskonzentration)

2) Anlagenmesswerte

3) bezogen auf die feuchte Gaszusammensetzung

Die IWT-Versuchsanlage zur gestuften Biomassevergasung stellt eine Weiterentwicklung der bis dato installierten Versuchsanlage mit integrierter Gaskühlung und Gasreinigung, Abwasseraufbereitung und gasmotorischer Nutzung dar. Speziell der Teil der Gaserzeugung - der primäre Entstehungsort von Produktgasverunreinigungen wurde auf gesenkte Rohgasemissionen hin optimiert. Die Betriebsergebnisse lassen aufgrund hoher Rohgasqualität hinsichtlich Gaszusammensetzung sowie Teer- und Partikelgehalt wesentlich verringerte Anlagengesamtemissionen (Abwasserproblematik, BHKW Abgas – bessere Eignung für den Katalysatoreinsatz etc.) erwarten.

Tabelle 7-8: Betriebswerte der IWT Mehrzonen-Vergasungsanlage [103], {n.v. ... nicht verfügbar}

Bezugssauerstoffwert 5%	CO [mg/Nm ³]	NO _x [mg/Nm ³]	C _x H _y als CH ₄ Aquiv. - FID [mg/Nm ³]	Staub [mg/Nm ³]	Teer [mg/Nm ³]	NH ₃ [mg/Nm ³]	CO [%-Vol.]	CH ₄ [%-Vol.]	H ₂ [%-Vol.]	CO ₂ [%-Vol.]	H ₂ O [%-Vol.]	N ₂ [%-Vol.]
Rohgaszusammensetzung				50 - 400	< 35	n.v.	22	1	20	16	6 ³⁾	35
Brennstoff/Treibgaszusammensetzung				< 25	< 25	n.v.	22	1	20	16	6 ³⁾	35
Motor Rohemissionen theoretisch 1)	1963 - 2945		38 - 43,3									
Motor Rohemissionen 2)	n.v.	n.v.					Brennstoffwärmeleistung		~300		[kW]	
Reinemissionen Oxid.-Kat. Teilstrom 2)	n.v.						Elektrische Bruttoleistung		~60		[kW]	
Gesamtemission BHKW Anlage 2)	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.		Brennstoffart		Waldhackgut			

1) Berechnung auf Basis des Motorschlupfs (bei CO 1-1,5%, bei CH₄ 0,75-0,85% der Produktgaskonzentration)

2) Anlagenmesswerte

3) bezogen auf die feuchte Gaszusammensetzung

7.1.3 Empfehlung für Emissionsgrenzwerte bei der Nutzung von Holzgas in Stationärmotoren - aus der Sicht des Projektteams realisierbare Emissionen unter Verwendung von BAT in der Prozesskette

Auf Basis der Erfahrungen an gegenwärtig demonstrierten Biomassevergasungsanlagen lassen sich im Hinblick auf erreichte und in Zukunft erreichbare Emissionswerte Empfehlungen der Arbeitsgruppe zusammenfassen. Die Rahmenbedingungen zur Erreichung von Emissionsgrenzwerten sind nachfolgend zusammengefasst.

7.1.3.1 Erläuterung der Rahmenbedingungen für empfohlene/realisierbare Emissionsgrenzwerte

Die angeführten Betriebswerte aus den Anlagenbeispielen (siehe Kapitel 7.1.2) stellen den derzeitigen Stand erreichter bzw. erreichbarer Emissionswerte aus KWK-Anlagen auf Basis Biomassevergasung dar. In Bezug auf die einzuhaltenden Emissionsgrenzwerte sind die erreichten Werte schwierig untereinander vergleichbar, da die erzielten Messergebnisse auf unterschiedlichsten Anlagenkonzepten und Leistungskategorien in der Gaserzeugung, Gasreinigung, Gasnutzung, im Motormanagement und in der Abgasnachbehandlung etc. beruhen.

Für beantragte Biomassevergasungsanlagen müssen im Hinblick auf die Anwendung von Emissionsgrenzwertempfehlungen folgende Punkte aus Sicht des Projektteams berücksichtigt werden:

- Beurteilung des Anlagenkonzepts – Technologiebeschreibung
Für die Zuordnung von Grenzwerten ist die verwendete Technologie +/- Kombination in den betrachteten Anlagen von großer Bedeutung. Dem technischen Bericht der Einreichung sollten Informationen über Bauart des Gasmotors, Motormanagementsystem sowie die Art der Abgasnachbehandlung zu entnehmen sein. In Zusammenhang mit der Einhaltung von Motoremissionsgrenzwerten hinsichtlich des Dauerbetriebes soll in der technischen Beschreibung auch das Gasreinigungskonzept mit einbezogen werden – auf die Wichtigkeit einer funktionierenden Gasreinigungsanlage für die Dauerbetriebfähigkeit der Gesamtanlage (Turbolader des BHKW, Gasmischer, Abgasnachbehandlung etc.) wird ausdrücklich hingewiesen.

- Leistungsbereichsunterscheidung der Anlagen
Die Untergliederung in Leistungsklassen wird in Anlehnung an die Stationärmotorenrichtlinie bzw. TA Luft als empfehlenswert erachtet. Die Untergliederung erfolgt in die Leistungsklassen kleiner 100 kW_{el}, zwischen 100 und 250 kW_{el} und darüber.
- Aufbau einer Datenbasis zur technologiespezifischen Bewertung realisierbarer Emissionswerte
Aus den einschlägigen Erfahrungen zeigt sich, dass der Sonderbrennstoff Holzgas anderen Gasnutzungsrahmenbedingungen unterliegt. Emissionen werden unter anderem stark durch die Treibgasanteile (z.B. Kohlenstoffmonoxid CO, Ammoniak NH₃ etc.) beeinflusst. Es liegen Erfahrungswerte folgender Anlagenbeispiele vor:
 - a) Wirbelschichtvergasungssystem Güssing (siehe Tabelle 7-2)
 - b) Haboøre Festbett Gegenstromvergaser (siehe Tabelle 7-3)
 - c) Wr. Neustadt –Festbett-Gleichstromvergaser (siehe Tabelle 7-4)
 - d) Pyroforce Biomassevergasungsanlagen (siehe Tabelle 7-5)
 - e) DTU Pilotanlage – Gestufte Vergasung (siehe Tabelle 7-6)
 - f) IWT Doppelfeuer-Festbettvergasungsanlage (siehe Tabelle 7-7)
 - g) IWT Gestufte Festbettvergasungsanlage (siehe Tabelle 7-8)

Die erreichbaren Abgasemissionen aus Biomassevergasungstechnologien sind an derzeit realisierbaren Betriebswerten zu messen – das Heranziehen von Technologien, die in Ausgangs- und Endprodukt prinzipiell gleich, jedoch in der Art der technologischen Umsetzung unterschiedlich sind und daher unterschiedliche Effizienzen aufweisen (z.B.: KWK auf Verbrennungsbasis mit Wasserdampfprozess oder ORC-Organic Rankine Cycle, etc.) ist bei Berücksichtigung gleicher Bezugssauerstoffwerte prinzipiell möglich. Der Vergleich mit Grenzwertvorschriften betreffend die Umsetzung von anderen Brennstoffen (Erdgas, Biogas) ist aufgrund der unterschiedlichen Treibgasqualität (NH₃, CO, Schlupf, etc. – s. Kapitel 7.1.2) problematisch. Darüber hinaus ist die Katalysatorentwicklung im Bereich der Holzgasnutzung aus Biomassevergasungsanlagen noch nicht abgeschlossen.

Deswegen soll bei der Festlegung von Grenzwertempfehlungen auf die Anlagenbeispiele aus dem Bereich der Biomassevergasung Rücksicht genommen werden.

- Immissionssituation im Umfeld der Anlage
Die Immissionssituation bzw. die Position der Anlage in Bezug auf die unterschiedlichen Widmungsbereiche (Wohngebiete, Betriebs- bzw. Gewerbebetriebe, Industriegebiete, ausgewiesene immissionsbelastete Landschaftsbereiche etc.) kann im Genehmigungsverfahren von zusätzlicher Relevanz sein.
- Nachweis der Anlagenemissionen
Zum Nachweis der Einhaltung der festgelegten Emissionsgrenzwerte ist der entsprechende Emissionsnachweis durch den Anlagenbetreiber gemäß Bescheid zu erbringen.

7.1.3.2 Vergleich von Emissionsregelwerken

Im Vergleich von Emissionsregelwerken werden in erster Linie die Stationärmotorenrichtlinie [38] und die TA Luft [104] herangezogen. Im Hinblick auf die Anwendung der Grenzwertempfehlungen bzw. geltenden Bestimmungen (TA Luft) ist auf die Gaszusammensetzung der den Emissionsgrenzwertempfehlungen zu Grunde gelegten Treibgasen Bedacht (siehe Tabelle 7-1) zu nehmen.

7.1.3.2.1 Technische Richtlinie Stationärmotoren

Im Rahmen der Grenzwertzuordnung von Abgasemissionen aus Blockheizkraftwerken kann die „Technische Grundlage für die Beurteilung von Emissionen aus Stationärmotoren, BMWA 2001“ [38] herangezogen werden. Diese Arbeitsgrundlage bietet einen Überblick relevanter Gesichtspunkte, die den Umgang mit der Materie erleichtern. Die Richtlinie beinhaltet neben prinzipiellem auch eine Reihe von Emissionsgrenzwortvorschriften für die wichtigsten Brennstoffe und Sonderbrennstoffe, die für die Verwertung in Stationärmotoren vorgesehen sind. Als Sonderbrennstoffe sind Deponiegas, Klärgas und Biogas (anaerobe Vergasung) verzeichnet - das in Biomassevergasanlagen erzeugte Produktgas ist in der Fassung der Richtlinie von 2001 nicht enthalten.

Die Stationärmotorenrichtlinie enthält Empfehlungen für Emissionsgrenzwerte für spezifizierte Brennstoffe. Die Grenzwertkonzentrationsempfehlungen sind bezogen auf 0°C, 1013 mbar und 5% Bezugssauerstoff.

Tabelle 7-9: Emissionsgrenzwertempfehlungen der Stationärmotorenrichtlinie bezogen auf 0°C, 1013 mbar und 5% Bezugssauerstoff, BMWA 2001, [38]

BWL	Heizöl extraleicht / Dieseldieselkraftstoff									Erdgas / Flüssiggas Ottomotor					Biogas					Klärgas Deponiegas ⁵⁾				
	< 125 kW			≥ 125 < 1000 kW			≥ 1000 < 2500 kW			≥ 2500 kW			< 2500 kW		≥ 2500 kW			< 250 kW		≥ 250 kW				
	mechanische Leistung			mechanische Leistung			mechanische Leistung			mechanische Leistung			mechanische Leistung		mechanische Leistung			mechanische Leistung		mechanische Leistung				
	< 50 kW	≥ 50 < 400 kW	≥ 400 < 1000 kW	≥ 1000 kW							< 1000 kW	≥ 1000 kW			< 100 kW	≥ 100 kW	< 100 kW	≥ 100 kW						
		Oxi-Kat ²⁾	SCR-Kat ³⁾	SCR-Kat ³⁾															Magermotor					
	NOx	CO	Staub	NOx	CO	Staub	NOx	CO	Staub	NOx	CO	Staub	NOx	CO	NMHC	NOx	CO	NMHC	H ₂ S	NOx	CO	NOx	CO	NMHC
mg/Nm ³	4000 ⁴⁾	650	Bosch 3	2500	650	50	400	250	50	250	250	250	30	250	200	150	150	200	50	---	650	500	400	150

Die Grenzwerte unterliegen der Klassifizierung nach Brennstoffwärmeleistung und mechanischer Leistung. Von der Einführung zusätzlicher Brennstoffkennwerte ist bei Biogas die Begrenzungsempfehlung für Schwefelwasserstoff H₂S zu nennen – eine

ähnliche emissionsbeeinflussende Gaskomponente könnte Ammoniak in Produktgasen aus Biomassevergasungsanlagen darstellen.

Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft – Deutschland)

Die Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) [104] vom 26.6.2002 schreibt für Verbrennungsmotoren- und Gasturbinenanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung ab 1 MW die in der Tabelle 7-10 abgebildeten Emissionsgrenzwerte vor.

Die Angabe der zulässigen Schadstoffemissionen erfolgt als Massenkonzentration, wobei als Einheiten Gramm oder Milligramm Schadstoff je Kubikmeter Abgas verwendet werden. Bezugsgröße für die Emissionswerte ist trockenes Abgas im Normzustand (0°C, 1013 mbar) bei einem in der TA Luft vorgegebenen Restsauerstoff-Gehalt. Bei Selbstzündungsmotoren (Dieselmotoren) und Gasturbinen mit flüssigem Brennstoff werden staubförmige Stoffe durch die TA Luft limitiert. Für alle Wärmekraftmaschinen gelten die Bestimmungen hinsichtlich der Kohlenmonoxid- und Stickoxid-Emissionen, wobei letztere auf Basis des NO₂-Wertes beurteilt werden. In der aus dem Jahre 1986 stammenden „alten“ TA Luft wurden organische Stoffe in Abhängigkeit von der Zusammensetzung in mehrere Gruppen klassifiziert und mit unterschiedlichen Grenzwerten belegt. Für BHKW-Anlagen entfallen nun diese Grenzwerte für organische Stoffe. Lediglich die Emissionen von Formaldehyd werden auf eine Massenkonzentration von 60 mg/m³ begrenzt.

Tabelle 7-10: Bestimmungen der TA Luft für BHKW- Anlagen [104]

	TA Luft (neu)	TA Luft (alt)
NO_x-Grenzwerte		
Magermotoren	500 mg/m ³	500 mg/m ³
Sonstige 4-Takt-Motoren	250 mg/m ³	500 mg/m ³
Zündstrahlmotoren für Bio-/Klärgas (> 3 MW _{Br})	500 mg/m ³	500 mg/m ³
Zündstrahlmotoren für Bio-/Klärgas (< 3 MW _{Br})	1000 mg/m ³	500 mg/m ³
CO-Grenzwerte		
Erdgas und andere Gase (außer Bio-/Klärgas)	300 mg/m ³	650 mg/m ³
Fremdzündungsmotoren für Bio-/Klärgas (> 3 MW _{Br})	650 mg/m ³	650 mg/m ³
Fremdzündungsmotoren für Bio-/Klärgas (< 3 MW _{Br})	1000 mg/m ³	650 mg/m ³
Zündstrahlmotoren für Bio-/Klärgas (> 3 MW _{Br})	650 mg/m ³	650 mg/m ³
Zündstrahlmotoren für Bio-/Klärgas (< 3 MW _{Br})	2.000 mg/m ³	650 mg/m ³

Die neue TA Luft ist vorrangig durch eine stärkere Differenzierung der Grenzwerte charakterisiert. So gab es in der alten TA Luft keine Unterscheidung zwischen Magermotoren, sonstigen 4 Takt-Motoren und Zündstrahlmotoren für Bio-/Klärgas. Eine Verschärfung der Grenzwerte im Bereich der NO_x-Emissionen existiert lediglich für die vorrangig im unteren und mittleren Leistungsbereich eingesetzten "sonstigen 4-Takt-Motoren". Für Zündstrahlmotoren für Bio-/Klärgas mit einer Feuerungswärmeleistung unter 3 MW wurden die NO_x-Grenzwerte sogar deutlich angehoben. Allerdings enthält die TA Luft den Passus, dass die Möglichkeiten, die NO_x-

Emissionen durch motorische Maßnahmen weiter zu vermindern, auszuschöpfen sind.

7.1.3.3 Rahmenbedingungen im behördlichen Genehmigungsverfahren

Derzeit werden im Genehmigungsverfahren für Holzvergassungsanlagen in der Steiermark hauptsächlich die Grenzwerte für Biogasanlagen entsprechend Stationärmotorenrichtlinie (siehe Tabelle 7-9) herangezogen, da für Biomassevergassungsanlagen keine einschlägigen Grenzwertempfehlungen existieren. Für einige der derzeit bewilligten Anlagen wurde ein Versuchsbetrieb gewährt, der unter den Auflagen

- der Feststellung der Motoremissionen in gewissen Zeitabständen,
- der Dokumentation der Fackelnotbetriebszeiten sowie
- der Feststellung der Motoremissionen durch eine akkreditierte Stelle und
- Berücksichtigung der Emissionen aus angrenzenden Verbrennungsanlagen, die mit der Biomassevergassungsanlage in Zusammenhang stehen

erteilt wurde.

Die vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte sind binnen ein- oder mehrjähriger Betriebszeit in Abstimmung den genehmigenden Behörden und in Abhängigkeit der Lage der Anlage zu Anrainern, benachbarten Industrieanlagen etc. vorzuweisen – siehe Abbildung 7-3.

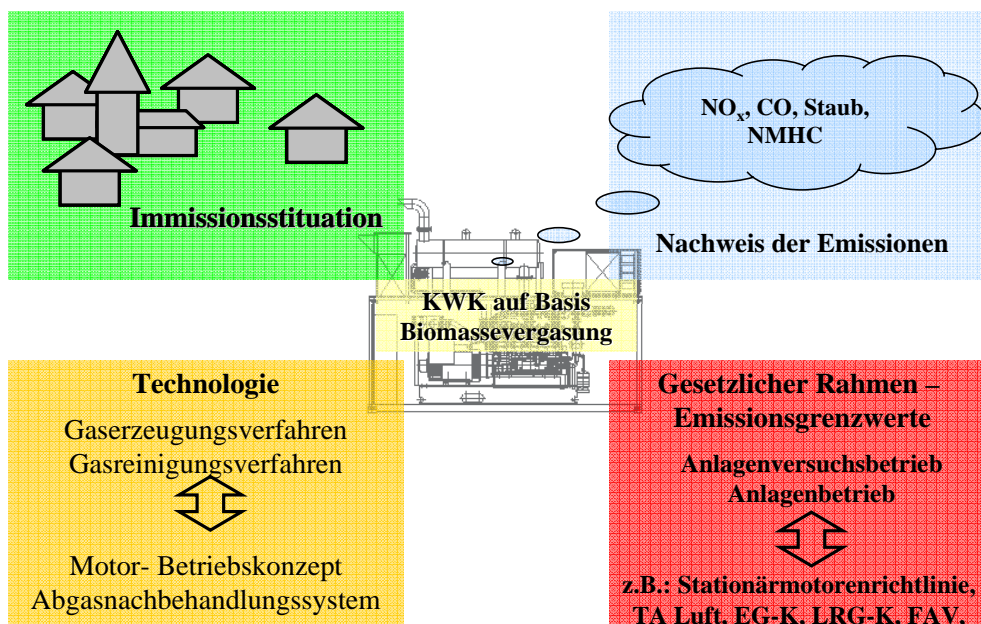


Abbildung 7-3: Gesichtspunkte im Behördenverfahren zur Beurteilung von Emissionsfestlegung von Emissionsgrenzwerten aus Biomassevergassungsanlagen

Für neue, nicht erprobte Anlagenkonzepte wurden Emissionsgrenzvorschreibungen entsprechend Tabelle 7-11 per Bescheid festgelegt. Dem Anlagenbetreiber wird mit derartigen Grenzwertbestimmungen die Möglichkeit der Feinabstimmung des Anlagenkonzeptes hinsichtlich der Erreichung der „Emissionszielwerte“ gestattet. Für die Heranführung der Anlage an den Anlagendauerbetrieb stellt diese erweiterte Anlageninbetriebnahmephase eine wichtige Möglichkeit durch Verbesserungen der

Motoreinstellungen, von Katalysatorsystemen, Adaptionen der Gasreinigungsanlagen sowie Tests im Dauerbetrieb etc. dar, um dauerhaft die Erfordernisse des regulären Anlagenbetriebes hinsichtlich erzeugter Energiemengen unter Einhaltung der geforderten Emissionen der Anlage zu erreichen. Der Versuchsbetrieb wurde dabei nach vorheriger Festlegung eines wissenschaftlich fundierten Versuchsbetriebsprogrammes mit folgenden Emissionsgrenzwerten genehmigt, wobei aus der bisherigen Praxis **kein Recht auf einen Versuchsbetrieb** weiterer neu errichteter Anlagen ableitbar ist.

Tabelle 7-11: Emissionsgrenzwerte für Abgase aus mit Holzgas betriebenen Stationärmotoren in Abstimmung mit den zuständigen Behörden für einen 2-jährigen Probetrieb mit der Auflage der Senkung auf Emissionszielwerte (in Abhängigkeit des Anlagenstandortes als Halbstundenmittelwert und bezogen auf 5% Sauerstoff und Normzustand), [69]

Abgaskomponente	Anlagenversuchsbetrieb	Anlagenbetrieb „Emissionszielwerte“ lt. Bescheid
NO_x (als NO₂)	< 500 mg/m ³	< 500 mg/m ³
CO	< 3000 mg/m ³	< 650 (3000) mg/m ³
NMHC	< 150 mg/m ³	< 150 mg/m ³
Staub	< 50 mg/m ³	< 50 mg/m ³

Für die Zeit nach dem Versuchsbetrieb sind in Abstimmung mit den Behörden einzuhaltende Emissionsgrenzwerte festzusetzen.

7.1.3.4 Emissionsgrenzwertempfehlung für den Betrieb von Motor-Blockheizkraftwerke mit Produktgasen aus Biomassevergasanlagen

Folgende technische Rahmenbedingungen sind der Emissionsbetrachtung von Holzvergasanlagen zugrundezulegen:

- Holzgas weist eine völlig unterschiedliche Zusammensetzung im Vergleich zu Klärgas/Deponiegas/Biogas etc. auf,
- Treibgase aus Biomassevergasanlagen weisen ein Vielkomponenten-Brenngasgemisch auf, welches hinsichtlich der Verbrennungscharakteristiken und Emissionsentstehungsmechanismen im Vergleich zu Klärgas/Deponiegas/Biogas etc. differenziert zu betrachten ist.
- Aus dem mechanischen Arbeitsprinzip (Ventilsteuerung und Abgasrückführung) der Verbrennungskraftmaschinen und der hohen Kohlenmonoxid-Treibgaskonzentration ergibt sich ein gewisser „Basisschlupf“ von Kohlenmonoxid.
- Die mit dem Treibgas eingebrachten Mengen an Ammoniak führen im Motor zur NO_x-Bildung (Brennstoff-NO_x), welches zwar durch ein geeignetes Motormanagement prinzipiell minimiert werden kann (thermisches NO_x, jedoch nur eingeschränkt Brennstoff-NO_x) – in Kombination mit der Treibgaszusammensetzung ergeben sich aber technische Limits bzgl. des Erreichens der Magergrenze (Zündaussetzer) – siehe prinzipielle Schadstoffentstehung in Verbrennungskraftmaschinen - siehe Kapitel 7.1.1

- In Verbindung mit Spurenstoffen im Treibgas, die eine Deaktivierung des Katalysators hervorrufen, gibt es derzeit noch keine Langzeitbetriebsversuche und –erfahrungen mit Katalysatoren in voller technischer Baugröße (derzeit vielfach nur im Teilstrom betrieben) – die derzeit vorliegenden F&E-Ergebnisse lassen einen Schluss auf die zu realisierenden Emissionen noch nicht zu.
- Durch positive Beispiele aus mehreren Pilotanlagen kann der Einsatz von Oxidationskatalysatoren, neben anderen am Markt befindlichen Systemen, zur Reduktion der Kohlenstoffmonoxidemissionen als BAT angesehen werden. Die Formulierung von CO-Emissionsgrenzwerten, die den Einsatz von Abgasnachbehandlungssystemen notwendig macht, ist daher zu empfehlen.
- Darüber hinaus hat die Qualität des Produktgases aus Gaserzeugungs-/Gasreinigungs-/Konditionierungstechnologiekombinationen entscheidenden Einfluss auf die Motorstandzeit, die Rohemissionen und die Standzeit des Abgasnachbehandlungssystems.
- Auf Grund der zu erwartenden wesentlich höheren Schwankungsbreite der erreichten Abgasemissionswerte von Dieselmotoren sollte bei deren Einsatz erhöhter Aufwand zum Nachweis der dauerhaften Einhaltung der Emissionsgrenzwerte vorgeschrieben werden (z.B. kontinuierliche Abgasmessung mit geeichten Messgeräten).

Unter den erwähnten Prämissen ist es derzeit nicht möglich Emissionsgrenzwerte für Gas-Ottomotoren, welche sowohl auf den Entwicklungsstand als auch auf emissionsrechtliche und umwelttechnische Aspekte gleichzeitig Rücksicht nehmen, festzulegen. Aus der Sicht des Projektteams erscheinen folgende Emissionszielwerte für den Entwicklungszeitraum der nächsten ca. 3 Jahre und einer zwischenzeitlichen Überprüfung der F&E-Ergebnisse möglich - siehe Tabelle 5-1:

Tabelle 7-12: Mögliche Emissionszielwerte für Abgasemissionen aus Biomassevergasungsanlagen mit Gas-Ottomotoren nach einem Entwicklungszeitraum von ca. 3 Jahren und einer zwischenzeitlichen Überprüfung der F&E-Ergebnisse (1,01325 bar, 0°C, trocken)

Bezugssauerstoffwert		Staub ¹⁾	CO ²⁾	NO _x ³⁾	HC
		mg/m ³ n	mg/m ³ n	mg/m ³ n	mg/m ³ n
5%					
Leistungsgrenzen [kW]	Pel <100	30	650	-	-
	100 <= Pel < 250	15	650	-	-
	250 < Pel	15	650	500	100

- 1) ... VDI 2066-7: Messen von Partikeln; Manuelle Staubmessung in strömenden Gasen; Gravimetrische Bestimmung geringer Staubgehalte; Planfilterkopfgeräte
- 2) ... in Verbindung mit der Anwendung entsprechender Abgasnachbehandlungssysteme - Hinweis: Oxidationskatalysatorproblematik in Verbindung mit der Gaserzeugung bzw. Gasreinigung in der Anlage
- 3) ... NO_x gemessen als NO₂ – Hinweis: siehe Problematik der NO_x Entstehung und Entwicklung der Motormanagementsysteme: Entstehungsmechanismus von

thermischem NO_x und Brennstoff NO_x sowie der Entwicklungsstand von Magermotorkonzepten - angeführte Emissionswerte für NO_x in Verbindung mit den CO Emissionen sind derzeit nur an der Magergrenze (Zündaussetzer möglich) erreichbar

Für zu genehmigende Anlagen kann mit den Behörden, im Rahmen des bis zu 3-jährigen Versuchs- bzw. Probetriebs der Anlage, ein Stufenplan zur Emissionsreduktion, indem Adaptionen am Anlagenkonzept (Gaserzeugung, Gasreinigung, Abgasnachbehandlung etc.) vorgenommen werden können, festgelegt werden.

Für die Überführung der vorgeschlagenen Emissionszielwerte in verbindliche Emissionsgrenzwerte unter der Berücksichtigung des jeweiligen Standes der Technik wird die Weiterführung der Arbeit in diesem Bereich durch eine Expertengruppe angeregt.

7.2 Abwasseremissionen

7.2.1 Anzuwendende Grenzwerte für die Abwasserentsorgung in die öffentliche Kanalisation

Für die Grenzwerte bzgl. der Abwasserinhaltsstoffe bzw. der –eigenschaften können grundsätzlich folgende gesetzliche Bestimmungen in Frage kommen:

Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft über die allgemeine Begrenzung von Abwasseremissionen in Fließgewässer und öffentliche Kanalisationen (AAEV) [139]

Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über die Begrenzung von Abwasseremissionen aus der Reinigung von Abluft und wässrigen Kondensaten (AEV Abluftreinigung) [140]

Die maximal zulässigen Grenzwerte für Abwasser entsprechend der Verordnung „Allgemeine Begrenzung von Abwasseremissionen in Fließgewässer und öffentliche Kanalisationen (AAEV)“ [139] sind in Tabelle 7-13 zusammengefasst. Diese Verordnung ist anzuwenden, falls es keine eigene Verordnung für diesen Industriezweig gibt.

Tabelle 7-13: Zusammenstellung der Emissionsgrenzwerte entsprechend AAEV [139]

	Anforderungen an die Einleitung in Fließgewässer	Anforderungen an die Einleitung in die öffentliche Kanalisation
<i>A.1 Allgemeine Parameter</i>		
1. Temperatur	30 Grad C	35 Grad C
2. Toxizität		
2.1 Algtoxizität G_A	a)	-
2.2 Bakterientoxizität G_L	a)	-
2.3 Daphnientoxizität G_D	a)	-
2.4 Fischtoxizität G_F	< 2 b)	-
2.5 Beeinträchtigung der biologischen Abbauvorgänge	-	c)
3. Abfiltrierbare Stoffe	30 mg/l 50 mg/l bei betrieblichen Abwässern mit vorwiegend ungelösten anorganischen Stoffen	keine Beeinträchtigungen des Betriebes von Kanalisations- und Abwasserreinigungsanlagen
4. Absetzbare Stoffe	0,3 ml/l	10 ml/l oder keine den Kanalisationsbetrieb beeinträchtigende Ablagerungen
5. pH-Wert	6,5-8,5	6,5-9,5
<i>A.2 Anorganische Parameter</i>		
6. Aluminium ber. als Al	2 mg/l	durch absetzbare Stoffe begrenzt
7. Arsen ber. als As	0,1 mg/l	0,1 mg/l
8. Barium ber. als Ba	5 mg/l	5 mg/l
9. Blei ber. als Pb	0,5 mg/l	0,5 mg/l
10. Cadmium ber. als Cd	0,1 mg/l	0,1 mg/l
11. Chrom-gesamt ber. als Cr	0,5 mg/l	0,5 mg/l
12. Chrom-VI ber. als Cr	0,1 mg/l	0,1 mg/l
13. Cobalt ber. als Co	1,0 mg/l	1,0 mg/l
14. Eisen ber. als Fe	2,0 mg/l	durch absetzbare Stoffe begrenzt
15. Kupfer ber. als Cu	0,5 mg/l	0,5 mg/l
16. Nickel ber. als Ni	0,5 mg/l	0,5 mg/l
17. Quecksilber ber. als Hg	0,01 mg/l	0,01 mg/l
18. Silber ber. als Ag	0,1 mg/l	0,1 mg/l
19. Zink ber. als Zn	2,0 mg/l	2,0 mg/l
20. Zinn ber. als Sn	2,0 mg/l	2,0 mg/l
21. Freies Chlor ber. als Cl_2	0,2 mg/l	0,2 mg/l
22. Gesamtchlor ber. als Cl_2	0,4 mg/l	0,4 mg/l
23. Ammonium ber. als N	10 mg/l	d)
24. Chlorid ber. als Cl	durch G_A G_D oder G_F begrenzt	-
25. Cyanid, leicht freisetzbar ber. als CN	0,1 mg/l	0,1 mg/l
26. Fluorid ber. als F	10 mg/l	20 mg/l
27. Nitrat ber. als N	a)	-
28. Nitrit ber. als N	1,0 mg/l	10 mg/l
29. Gesamt-Phosphor ber. als P	2 mg/l e)	-
30. Sulfat ber. als SO_4	a)	200 mg/l, im Einzelfall nach Baustoffen und Mischungsverhältnissen im Kanal höhere Werte zulässig(ÖNORM B 2503, Sept. 1992)
31. Sulfid ber. als S	0,1 mg/l	1,0 mg/l

32. Sulfid ber. als SO ₃	1,0 mg/l	10 mg/l
A.3 Organische Parameter		
33. Ges. org. geb. Kohlenstoff, TOC ber. als C	25 mg/l	-
34. Chem. Sauerstoffbedarf, CSB ber. als O ₂	75 mg/l	-
35. Biochem. Sauerstoffbedarf, BSB ₅ ber. als O ₂	20 mg/l	-
36. Adsorb. org. geb. Halogene, (AOX) ber. als Cl	0,5 mg/l	0,5 mg/l
37. Schwerflüchtige lipophile Stoffe	20 mg/l	100 mg/l
38. Summe d. Kohlenwasserstoffe	10 mg/l	20 mg/l
39. Ausblasbare org. geb. Halogene(POX), ber. als Cl	0,1 mg/l	0,1 mg/l
40. Phenolindex ber. als Phenol	0,1 mg/l	10 mg/l
41. Summe anion. und nichtion. Tenside	1,0 mg/l	keine nachteilige Beeinflussung des Kanal- und Klärbetriebes
42. Summe d. flücht. aromat. Kohlenwasserstoffe Benzol, Toluol und Xylole (BTX)	0,1 mg/l	0,1 mg/l

- a) Im Bedarfsfall festlegen.
- b) Im Rahmen der Fremdüberwachung gemäß § 7 Abs. 3 bei begründetem Verdacht oder konkretem Hinweis der fließgewässerschädigenden Wirkung einer Abwassereinleitung, nicht jedoch im Rahmen der Eigenüberwachung gemäß § 7 Abs. 2 einzusetzen.
- c) Eine Abwassereinleitung in eine öffentliche Kanalisation darf keine Beeinträchtigungen der biologischen Abbauvorgänge in der öffentlichen Abwasserreinigungsanlage hervorrufen. Eine Beeinträchtigung biologischer Abbauvorgänge ist gegeben, wenn
 1. das Abwasser im Sauerstoffverbrauchshemmtest nach ÖNORM EN ISO 8192 Methode B eine Hemmung des Sauerstoffverbrauches von größer als 50% aufweist oder
 2. das Abwasser im Nitrifikationshemmtest nach ÖNORM EN ISO 9509 eine Hemmung der Nitrifikationsvorgänge von größer als 50% aufweist. Liegt bei einem Versuch gemäß Z 1 oder 2 das Versuchsergebnis unter dem jeweils genannten Kriterium, ohne dass der Verdacht der Beeinträchtigung der biologischen Abbauvorgänge in der Abwasserreinigungsanlage ausgeräumt werden kann, so ist mittels Bestätigungstest das Ergebnis des Versuches gemäß Z 1 oder 2 abzusichern. Die Einzelheiten dieses Bestätigungstestes sind von der Wasserrechtsbehörde unter Berücksichtigung der Gegebenheiten der Abwassereinleitung derart festzulegen, dass Aussagen über die langfristige Beeinträchtigung des Abbauvermögens und der Wachstumsverhältnisse der von der Einleitung betroffenen Biozönose der öffentlichen Abwasserreinigungsanlage gewonnen werden können.
- d) Im Einzelfall bei Gefahr von Geruchsbelästigungen oder bei Korrosionsgefahr für zementgebundene Werkstoffe im Kanalisations- und Kläranlagenbereich (ÖNORM B 2503, Sept. 1992) festlegen.
- e) Im Einzugsgebiet von nationalen oder internationalen Seen ist die Anforderung auf wenigstens 1 mg/l zu verschärfen.

Für Abwässer aus Biomassevergasungsanlagen kann auch die AEV Abluftreinigung – siehe Tabelle 7-14 angewendet werden, da beide Verordnungen für die kritischen Komponenten wie Phenol, Benzol, Toluol und Xylol Grenzwerte beinhalten und vorschreiben (Phenolindex und BTX), ist es für die Ausführung der Abwasseraufbereitung bei Einsatz von naturbelassener Biomasse als Brennstoff unerheblich welche Verordnung angewendet wird, da die Grenzwertvorschriften in der selben Größenordnung liegen. Die Verordnung sieht die Begrenzung von Abwasseremissionen aus Anlagen zur Reinigung von Abluft und wässrigen Kondensaten (AEV Abluftreinigung) [140] vor – die Details sind in Tabelle 7-14 zusammengefasst.

Tabelle 7-14: Zusammenstellung der Emissionsgrenzwerte entsprechend AEV Abluftreinigung [140]

	Anforderungen an die Einleitung in Fließgewässer	Anforderungen an die Einleitung in die öffentliche Kanalisation
A 1 Allgemeine Parameter		
1. Temperatur	30 Grad C	35 Grad C
2. Toxizität		
2.1 Bakterientoxizität G_L	4	a)
2.2 Fischttoxizität G_F b)	2	a)
3. Abfiltrierbare Stoffe c)	30 mg/l	150 mg/l
4. pH-Wert	6,5-8,5	6,5-9,5
A 2 Anorganische Parameter		
5. Antimon ber. als Sb	0,3 mg/l	0,3 mg/l
6. Arsen ber. als As	0,1 mg/l	0,1 mg/l
7. Blei ber. als Pb	0,5 mg/l	0,5 mg/l
8. Cadmium ber. als Cd	0,05 mg/l	0,05 mg/l
9. Chrom-Gesamt ber. als Cr	0,5 mg/l	0,5 mg/l
10. Cobalt ber. als Co	0,5 mg/l	0,5 mg/l
11. Kupfer ber. als Cu	0,5 mg/l	0,5 mg/l
12. Nickel ber. als Ni	0,5 mg/l	0,5 mg/l
13. Quecksilber ber. als Hg	0,01 mg/l	0,01 mg/l
14. Zink ber. als Zn	2,0 mg/l	2,0 mg/l
15. Zinn ber. als Sn	0,5 mg/l	0,5 mg/l
16. Ammonium ber. als N	5,0 mg/l d)	-
17. Chlorid ber. als Cl	e)	-
18. Cyanid, leicht freisetzbar ber. als CN	0,1 mg/l	0,1 mg/l
19. Fluorid ber. als F	20 mg/l	20 mg/l
20. Nitrit ber. als N	1,0 mg/l	10 mg/l f)
21. Phosphor – Gesamt ber. als P	1,0 mg/l	-
22. Sulfat ber. als SO_4	-	g)
23. Sulfid ber. als S	0,1 mg/l	0,1 mg/l
24. Sulfit ber. als SO_3	1,0 mg/l	10 mg/l
A 3 Organische Parameter		
25. Gesamter org. geb. Kohlenstoff TOC ber. als C	30 mg/l	-
26. Chemischer Sauerstoffbedarf CSB ber. als O_2	90 mg/l	-
27. Biochemischer Sauerstoffbedarf BSB5 ber. als O_2	20 mg/l	-
28. Adsorbierbare org. geb. Halogene AOX ber. als Cl	0,5 mg/l	0,5 mg/l
29. Summe der Kohlenwasserstoffe	5,0 mg/l	10 mg/l
30. Ausblasbare org. geb. Halogene POX ber. als Cl	0,1 mg/l	0,1 mg/l
31. Phenolindex ber. als Phenol	0,1 mg/l	10 mg/l
32. Summe der flüchtigen arom. Kohlenwasserstoffe Benzol, Toluol, Xylol und Ethylbenzol BTXE	0,1 mg/l	0,1 mg/l

- a) *Eine Einleitung gemäß § 1 Abs. 2 darf keine Beeinträchtigung der biologischen Abbauvorgänge in einer öffentlichen Abwasserreinigungsanlage hervorrufen.*
- b) *Der Parameter GF ist im Rahmen der Fremdüberwachung gemäß § 4 Abs. 3 bei begründetem Verdacht oder konkretem Hinweis der fließgewässerschädigenden Wirkung einer Einleitung gemäß § 1 Abs. 2, nicht jedoch im Rahmen der Eigenüberwachung gemäß § 4 Abs. 2 einzusetzen.*
- c) *Die Festlegung für den Parameter Abfiltrierbare Stoffe erübrigt eine Festlegung für den Parameter Absetzbare Stoffe.*
- d) *Bei biologischer Abwasserreinigung ist die Emissionsbegrenzung nur bei einer Temperatur des Ablaufes der biologischen Stufe der Abwasserreinigungsanlage von größer als 12 Grad C einzuhalten. Die Abwassertemperatur ist nicht größer als 12 Grad C, wenn bei fünf gleichmäßig über einen Tag verteilten Messungen der Abwassertemperatur mehr als ein Messwert nicht größer ist als 12 Grad C.*
- e) *Durch Parameter Nr. 2 begrenzt.*
- f) *Bei wässrigem Kondensat aus einer Brennwertfeuerungsanlage, die ausschließlich mit chemisch nicht behandelter Biomasse befeuert wird, ist eine höhere Emissionsbegrenzung zulässig, sofern sichergestellt ist, dass dadurch keine Beeinträchtigungen der biologischen Abbauvorgänge in der öffentlichen Abwasserreinigungsanlage hervorgerufen werden.*
- g) *Die Emissionsbegrenzung ist im Einzelfall bei Korrosionsgefahr für zementgebundene Werkstoffe im Kanalisations- oder Kläranlagenbereich festzulegen (ÖNORM B 2503 Februar 1999).*

7.2.2 Persönliche Schutzmaßnahmen für den Umgang mit Rückständen aus Biomassevergasungsanlagen

Das Abwasser aus Biomassevergasungsanlagen kann folgende Schadstoffe enthalten:

- Anorganische Stoffe:
 - Ammoniak
 - etc.
- Organische Stoffe:
 - BTX (Benzol, Toluol, Xylol)
 - Phenole
 - Polyzyklische Aromaten (Naphtalin, etc.)
 - etc.

Für die persönlichen Schutzmaßnahmen sind im Besonderen die organischen Bestandteile zu beachten. Benzol ist erwiesenermaßen krebserregend und Phenol ist giftig bei der Berührung mit der Haut und beim Verschlucken. Die diesbezügliche Kennzeichnung und die MAK-Werte sind in Tabelle 7-15 zusammengefasst.

Tabelle 7-15: Kennzeichnung und MAK-Werte von möglichen Substanzen im Abwasser

Medium	Kurzbezeichnung	CAS Nr.	Gefahrensymbol *)	MAK- Wert **)
Ammoniak	NH ₃	7664-41-7	T Xi C	14 mg/m ³
Phenol	C ₆ H ₆ O	108-95-2	T	7,8 mg/m ³
Benzol	C ₆ H ₆	71-43-2	F T	-
Toluol	C ₇ H ₈	108-88-3	F Xn	190 mg/m ³
Xylol	C ₈ H ₁₀	100-41-4	F Xn	221 mg/m ³
Naphthalin	C ₁₀ H ₈	91-20-3	Xn	50 mg/m ³
Polyaromaten PAH	-	-	***)	***)

*) gemäß Stoffliste nach Anhang I der RL 67/548/EWG [123]

**) Grenzwerteordnung, als Tagesmittelwert [129]

***) entsprechend Sicherheitsdatenblatt der jeweiligen Substanz - Reinstoff bzw. Komponentenmischung (teerartige Verbindungen bzw. kondensierbare Verbindungen) bzw. §6 Grenzwerteordnung 2003, Anhang 1: MAK- Werte für Kohlenwasserstoffdämpfe [129]

In den Sicherheitsdatenblättern von Benzol, bzw. Phenol sind entsprechend folgende Daten für die Reinsubstanzen angegeben – diese Substanzen werden exemplarische herausgegriffen, um die Wichtigkeit der Einhaltung von Schutzmaßnahmen auf Grund der möglichen gesundheitsschädigenden Wirkungen mit durchaus unterschiedlichen Konzentrationen in der Anlage selbst hervorzuheben.

Tabelle 7-16: Sicherheitstechnische Charakteristika für Benzol und Phenol [141]

		Benzol	Phenol
Löslichkeit in Wasser	g/l	1,77	90
Akute Toxizität			
Oral: LD50	mg/kg (Ratte)	930	317
Dermal: LD50	mg/kg	>8260 (Kaninchen)	669 (Ratte)
Inhalativ: LC50/4 h	mg/l (Ratte)	44	316
Oral: LDo	mg/kg (Mensch)	50	140
Subakute und chronische Toxizität		Beim Menschen erfahrungsgemäß krebserregend	
Weitere toxikologische Hinweise			
Nach Einatmen		Resorption, Reizerscheinungen der Atemwege	Schleimhautreizungen, Husten und Atemnot
Nach Hautkontakt		Reizungen, Entfettende Wirkung, Gefahr der Hautresorption	Verätzungen! Gefahr der Hautresorption!
Nach Augenkontakt		Starke Reizungen	Verätzungen. Erblindungsgefahr!
Nach Verschlucken		Übelkeit, Wenn sie in die Lunge gelangt (Erbrechen) chemische Pneumonitis	Schleimhautirritationen im Mund, Rachen, Speiseröhre und Magen-Darmtrakt

Als persönliche Schutzmaßnahme gelten die für Chemikalien üblichen Vorschriften. Dies sind unter anderem:

- Von Nahrungsmitteln, Getränken und Futtermitteln fernhalten.
- Kontaminierte Kleidung sofort wechseln.
- Vorbeugender Hautschutz (geeignete Handschuhe verwenden)
- Nach Arbeitsende Hände und Gesicht waschen.
- keinesfalls am Arbeitsplatz essen oder trinken

7.2.3 Gemessene Abwasserinhaltsstoffe

In Tabelle 7-17 sind die Inhaltsstoffe der Kondensate/Abwässer/Rückstände verschiedener Anlagen (soweit verfügbar) zusammengestellt.

Tabelle 7-17: Inhaltstoffe der Kondensat/Abwasser/Rückstandsfrachten einiger ausgewählter Anlagen

	Einheit	Anforderungen an Einleitungen in eine öffentliche Kanalisation	A	B	C	D	E
pH-Wert		6,5–9,5	8,5-9,5			8	
Blei ber. als Pb	mg/l	0,5				0,06	
Cadmium ber. als Cd	mg/l	0,1				< 0,002	
Chrom Gesamt ber. als Cr	mg/l	0,5				0,009	
Cobalt ber. als Co	mg/l	1,0				0,1	
Kupfer ber. als Cu	mg/l	0,5				0,08	
Nickel ber. als Ni	mg/l	0,5				0,16	
Zink ber. als Zn	mg/l	2,0				1,84	
Ammonium ber. als N	mg/l	Im Bedarfsfall festzulegen	950-1050	2000	1000		<8
Chlorid ber. als Cl		–	< 10	75			
Cyanid, leicht freisetzbar ber. als CN	mg/l	0,1				0,051	
Phosphor – Gesamt ber. als P		–	2,8	6,1			
Sulfat ber. als SO ₄	mg/l	200	< 5				
Sulfid ber. als S	mg/l	1,0	< 0,2				
Gesamter org. geb. Kohlenstoff TOC ber. als C	mg/l	–	96	1800-2500		6	
Chemischer Sauerstoffbedarf CSB ber. als O ₂		–	108				<350
Schwerflüchtige lipophile Stoffe	mg/l	100	210*				
Summe d. Kohlenwasserstoffe	mg/l	20	< 0,05				
Phenolindex ber. als Phenol	mg/l	10	1-6	80-700		1530	4
Summe d. flücht. arom. Kohlenwasserstoffe Benzol, Toluol und Xylole (BTX)	mg/l	0,1	40				

* hauptsächlich RME aus dem Waschvorgang

Legende - Vergasungsanlagentyp	
A	Wirbelschicht-Dampf Vergasung
B	Doppelfeuerfestbett Luftvergasung
C	2-stufige Festbettluftvergasung
D	Open Top Festbettvergasung
E	Doppelfeuerfestbett Luftvergasung

7.2.4 Vorschläge zur Abwasserbehandlung-/Handhabung aus unterschiedlichen Reinigungsverfahren zur Aufbereitung, Zwischenlagerung, Emission oder/und Entsorgung

Im Bereich der Biomassevergasung gibt es derzeit nur wenige Anlagen, welche in kontinuierlichem Betrieb sind. Aus diesem Grund kann man derzeit noch keinen Stand der Technik im Bereich der Abwasseraufbereitung festlegen.

Die beiden Anlagen in Güssing und Harboøre werden abwasserfrei betrieben. Im Fall Güssing wird das anfallende Kondensat verdampft und im Verbrennungsteil des Vergasers verbrannt. Im Fall der Anlage Harboøre wird das anfallende Abwasser in einem eigens dafür errichtetem Anlagenteil ebenfalls zuerst eingedampft und dann die organischen Bestandteile bei hoher Temperatur verbrannt. Durch den relativ hohen Gehalt an organischen Bestandteilen im Abwasser kann diese Verdampfung und Verbrennung ohne Hilfsenergie betrieben werden.

Derzeit sind keine kommerziellen Anlagen bekannt, wo das Abwasser soweit aufbereitet wird, dass es unter Einhaltung der Grenzwerte des AAEV in die öffentliche Kanalisation eingeleitet werden darf. Konzepte der getrennten Trocken-Entstaubung und der nassen Gaswäsche für Schachtvergaser mit integrierter Rückstandsaufbereitung (physikal./ therm.) erscheinen aufgrund der Versuchsergebnisse aussichtsreich, müssen aber den Dauerfunktionsnachweis noch erbringen.

Konzepte der gestuften Vergasung scheinen in Bezug auf die Abwasserkontaminationen sehr Erfolg versprechend. Leider sind von diesen Anlagen noch keine Werte für Phenol und BTX–Beladungen veröffentlicht worden, sodass hier keine endgültige Beurteilung stattfinden kann.

Für andere Anlagen, wie z.B. den Open Top Vergaseranlage von Xylowatt wurden in Bezug auf Phenol andere als in Österreich gültige Grenzwerte vorgeschrieben, sodass die Anlagenhersteller/-betreiber keine Notwendigkeit hatten, in diesem Bereich Optimierungen vorzunehmen.

Von der Pyroforce Anlage in der Schweiz wurden keine Werte für BTX und Phenol im Abwasser veröffentlicht, somit kann die Abwasserreinigung dieser Anlage ebenfalls nicht beurteilt werden.

Die Abwasserbehandlung, welche derzeit erfolgreich eingesetzt wird, ist wie oben beschrieben, zuerst eine Verdampfung des Abwassers, mit einer anschließenden Verbrennung der organischen Bestandteile. Alle anderen Abwasserbehandlungen wurden bis dato noch nicht erfolgreich demonstriert und befinden sich noch in der Entwicklung.

7.2.5 Erforderliche Unterlagen für die Durchführung eines Genehmigungsverfahrens

Grundlegend kann eine Biomassevergasungsanlage entweder abwasserfrei oder mit Abwasseranfall und Entsorgung eingereicht werden (siehe 3.4.4 Abwasseraufbereitung von Abwässern aus Biomassevergasungsanlagen).

Für den Fall, dass die Anlage abwasserfrei eingereicht wurde, müssen zur Dokumentation der Wasserbilanz folgende Daten den Einreichunterlagen beigelegt werden:

- mit dem Brennstoff eingebrachte Wassermenge
- Wasserumsatz im Vergaser
- Wassermenge im Produktgas vor Gasreinigung mit Taupunktsberechnung
- Angaben zur Temperatur in der Gasreinigung und einzuhalten Sicherheitsabstände zum Taupunkt, bzw. Angabe der anfallenden Abwassermenge
- Taupunktsberechnung im Gasmischer für das Gas-Luftgemisch und Angabe der einzuhaltenen Temperaturen
- Taupunktsberechnung nach Gemischkühler für das Gas-Luftgemisch und Angabe der einzuhaltenen Temperaturen

Für den Fall, dass die Anlage mit Anfall von Abwasser eingereicht wurde, sind folgende Daten den Einreichunterlagen beizufügen:

- Art, Menge und Zusammensetzung der Abwässer
- Technische Beschreibung der Abwasserbehandlung
- Art, Menge und Zusammensetzung der Reststoffe der Abwasserbehandlung
- Entsorgung der Reststoffe der Abwasserbehandlung

7.3 Feste Rückstände aus Biomassevergasungsanlagen

Feste Rückstände aus Biomassevergasungsanlagen betreffen Stoffe, die aus dem Prozess ausgeschleust werden müssen und auf Grund der chemischen Zusammensetzung (Asche, nichtbrennbare Additive aus der Gasreinigung etc.), der physikalischen Erscheinungsform (feine Stäube, Anteile an Unverbranntem in Asche oder Gasreinigungsadditiv, Eindampfungsrückstände aus der Waschmedienaufbreitung mit hohem Feststoffanteil etc.) und dem Anlagenkonzept selbst (keine adäquaten Umsetzungszonen für die vollständige Verbrennung der Rückstände) in der Anlage nicht mehr verwertet werden können und somit einer geordneten Entsorgung zugeführt werden müssen (siehe Kapitel 3.2.6). Im Betrieb von Vergasungsanlagen ist mit dem Anfall folgender Reststoffgruppen zu rechnen:

- Holzasche aus dem Vergasungsreaktor
- Filterstaub, Zyklonstaub
- Additive in der Gasreinigung (Kalkstaub, Aktivkohle etc.)
- Rückstände aus der nassen Gasreinigung

Die festen Rückstände aus Biomassevergasungsanlagen sind im Rahmen der Entsorgung zu klassifizieren und entsprechend dem Anteil organischer und umweltbedenklicher Inhaltsstoffe der Deponierung bzw. Restverwertung zuzuführen (siehe Kapitel 3.2.6).

7.4 Lärmemissionen, Erschütterungen [38], [59]

7.4.1 Lärm- bzw. Schallemissionen

Gegen das Auftreten umweltbeeinträchtigender Schallimmissionen durch Geräuschentwicklung an der Anlage ist eine entsprechende Vorkehrung zur Verminderung der Geräuschemissionen zu treffen. Im Rahmen der Betrachtung potentieller Schallemissionen aus der Anlage sind Zusatzemissionen der geplanten Anlage (Zusatzbelastung) und die bestehenden Belastungen durch bereits vorhandene Anlagen (Vorbelastung) nach ihren örtlichen (Einwirkungsbereich) und zeitlichen (werktags/sonntags, tags/nachts) Auswirkungen mit einzubeziehen. Im Rahmen der Analyse möglicher Geräuschemissionsquellen ist auf folgende Punkte bedacht zu nehmen:

- Lage der Anlage in Bezug auf die zu schützende Nachbarschaft (Entfernung, Richtung)
- Hauptgeräuschemittenten (offene Gebäudeflächen, relevante Schallquellen im Freien)
- besondere topografische Verhältnisse (z.B. Hanglage)
- Hindernisse im Schallausbreitungsweg (Maße, Entfernung)

Für die Beurteilung zumutbarer Immissionswerte und Wahl von Immissionsrichtwerten von der Anlage können die Regelungen der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) herangezogen werden, weiters sind die einschlägigen Vorschriften nach ÖNORM S5021 und der ÖAL- Richtlinien Nr. 3 (Blatt 1) heranzuziehen.

7.4.2 Erschütterungen

Die Betrachtung von Erschütterungsquellen ist analog der grundsätzlichen Betrachtung bei den Schallemissionen insofern durchzuführen, als dass bei der Errichtung und/oder des Betriebs der Anlage (z.B. Hackgutaufbereitung, Hackgutbereitstellung, Fundamentanlagen der gaserzeugenden Anlagen bzw. des Blockheizkraftwerkes etc.) Erschütterungen in relevantem Umfang auftreten können.

7.4.3 Anlagengestaltung - Aufstellräume

Die Biomassevergasungsanlage und das entsprechende Blockheizkraftwerk sollten nur in dafür geeigneten Gebäuden aufgestellt werden, um die Anforderungen des integrierten Explosions-, Brand- und Schallemissionsschutzes etc. zu erfüllen. Zur Verringerung der Geräuschemissionen besteht die Möglichkeit der Anbringung von entsprechenden Schalldämmmaterialien am Anlagengebäude oder/und von entsprechenden Schallschutzhauben (wenn möglich) direkt am schallemittierenden Aggregat (Gebläse, BHKW-Module, Antriebe, Maschinen etc.). In diesem Zusammenhang ist auf die ausreichende Luftversorgung im Anlagenbereich, die mit

entsprechender Mauerdurchführung ausgestattet zu sein hat, zu achten, welche hinsichtlich freiwerdender Emissionen zu beurteilen sind.

Für die Aufstellung im Freien werden BHKW-Module, die in schallgedämmte Container eingebaut sind, angeboten. In diesen Containern sind normalerweise die Anforderungen an Aufstellräume vom BHKW- Hersteller realisiert.

7.5 Zusammenfassung

Neben der technischen Verfügbarkeit der Gesamtanlage, Verwertung der produzierten Energiemengen (Wärme- und Elektroenergie), Erfüllung der sicherheitstechnischen Anforderungen etc. stellt die Einhaltung von Emissionsstandards der Ausgangsmassenströme einen wesentlichen Punkt für die Genehmigbarkeit und Betriebbarkeit von Biomassevergasungsanlagen dar. Vor allem die fehlende Datenbasis an erzielten Emissionskennzahlen in Kombination mit den mangelnden Informationen über die Technologie zählt als größtes Defizit bei der Vorbereitung der Genehmigung von projektierten Anlagen.

Zu den gasförmigen Emissionen von Biomassevergasungsanlagen gehören Motorabgase sowie Gerüche und Dämpfe aus Abluftsystemen der Anlage. Motorabgase aus dem Betrieb von Blockheizkraftwerken stellen den größten Anteil der gasförmigen Anlagenemissionen dar. Die Verwertung des erzeugten Produktgases in Blockheizkraftwerken ist unter den Randbedingungen des Betriebes mit Sondergasen (Schwankungen der Produktgaszusammensetzung und -mengen, Produktgasbegleitstoffe, Kondensate, motorische Verbrennungseigenschaften für das Produktgas, motorischer Schlupf, Abgasemissionen etc.) zu sehen. Der Problematik wird durch primäre (innermotorische) und sekundäre (Abgasnachbehandlung) Maßnahmen begegnet. Durch die verschiedenen Motorbetriebskonzepte (Gas-Ottomotor, Dieselmotordieselstrahlmotor) wird die Verwertung der Produktgase erreicht. Für die Gasnutzung im kleinen und mittleren Leistungsbereich erscheinen Gas-Ottomotoren als das zielführendere Konzept. Die Senkung der Abgas-Rohemissionen durch Katalysatoren ist prinzipiell technisch machbar – Erfahrungen haben allerdings gezeigt, dass Produktgasbegleitstoffe wie bspw. Alkalien und Erdalkalien etc. eine schnelle Deaktivierung des Katalysators bewirken. Diesbzgl. sollen die Anforderungen an die Gasreinigung betont werden. Die Senkung des erhöhten Schadstoffemissionsniveaus (hinsichtlich CO, NO_x, NMHC, Stäube etc.) in der Sondergasnutzung (Biogas, Grubengas, Klär- bzw. Deponiegas und Holz- bzw. Pyrolysegas), wird durch den Einsatz von Dieselmotordieselstrahlmotoren hinsichtlich erreichbarer Emissionskennzahlen im kleinen Leistungsbereich erschwert. Maßgebliches Problem stellt bei derartigen Systemen die Stickoxid- und Partikelemission dar, die eine aufwendigere Abgasnachbehandlung nach sich zieht. Der Betrieb von BHKWs mit Sondergas bedingt die Anwendung umfassender Motorregelungsmaßnahmen, um Motoremissionen konstant auf einem niedrigen Niveau halten zu können. Basierend auf den Daten aus den Projekt-Workshops sind in den entsprechenden Berichtsteilen Empfehlungen des Projektteams, zusammengefasst. In diesem Zusammenhang wurden Emissionsgrenzwertempfehlungen mit umfassenden Erläuterungen zur Problematik der Sondergasanwendung Holzgas ausgearbeitet.

Die Prozessschritte der Umwandlung von fester Biomasse in brennbare Produktgase bedingen in Abhängigkeit der Holzfeuchte, Prozesstemperaturen etc. den Anfall von Prozessabwässern aus dem Unterschreiten des Taupunktes und dem Einsatz von

Waschemulsionen. Die Abwasseremissionen ziehen eine genehmigungsrechtliche Betrachtung nach sich. Die Grundlagen der Gasreinigung und Abwasserbehandlung in verfahrenstechnischer wie auch genehmigungsrechtlicher Sicht sind im Bericht zusammengefasst. Die Gasreinigung und Abwasseraufbereitung stellen einen zentralen Prozessschritt für die technische Verfügbarkeit der Anlage hinsichtlich der Beeinträchtigung der Gemischaufbereitung, Katalysatorstandzeiten etc. dar. Die Abwässer sind durch die Produktgasbegleitstoffe (Ammoniak, Kohlenwasserstoffe, etc.) in Abhängigkeit des angewendeten Biomassevergasungsverfahrens unterschiedlich stark kontaminiert. Die indirekte Einleitung in das öffentliche Kanalnetz ist daher im überwiegenden Fall nur nach einer entsprechenden Abwasseraufbereitung zu lässig. Für die Bedienung und Wartung der technischen Anlagen sind Empfehlungen und Sicherheitshinweise zum Schutz der Gesundheit der von durch Wartungsarbeiten betroffenen Personen erarbeitet worden – insbesondere das Tragen von Schutzkleidung beim direkten Kontakt mit Rückständen, Kondensaten und Abwässern aus Biomassevergasungsanlagen soll an dieser Stelle nochmals betont werden.

Feste Rückstände aus Biomassevergasungsanlagen stellen in der Regel Betriebsmedien dar, die wegen ihrer physikalische Erscheinungsform (Stäube, feste Rückstände der Abwasseraufbereitung etc.) oder chemischen Zusammensetzung (Asche etc.) nicht mehr weiter in der Biomassevergasungsanlagen auf Grund der Verfahrensstufung verwertet werden können. Die Rückstände sind entsprechende dem Abfallwirtschaftskonzept einer Entsorgung zuzuführen.

Die Lärmemissionen und Erschütterungen sind ein weiterer maßgeblicher Punkt für die Genehmigung und den Betrieb technischer Anlagen. Die Einhaltung der Emissionsstandards stellt eine beherrschbaren Punkt im Gesamtanlagenzusammenhang dar, hat jedoch für Planung, Errichtung und den Betrieb von Anlagen beachtet zu werden. Maßgebliche Emissionsquellen sind neben lärmverursachenden Anlagenaggregaten (BHKW, Gebläse, mechanische Hilfseinrichtung etc.), die Brennstoffzulieferung sowie die Bauarbeiten zur Errichtung der Anlage.

8 Explosionstechnische Kenngrößen

8.1 Physikalisch-chemische Grundgrößen von Produktgasen

Für die Ermittlung und Anwendung von Explosionsschutzmaßnahmen ist die umfassende Kenntnis von physikalisch-chemischen Grundgrößen bzw. Eigenschaften des jeweiligen Gasgemisches notwendig. Die Ermittlung von Stoffgrößen der Einzelkomponenten bzw. von Zweistoffgemischen brennbarer Gase stellt in der Regel kein Problem dar – es existieren entsprechende Stoffwertesammlungen [73], [74], [82].

In der Literatur sind prinzipielle Mechanismen der Beeinflussung von Explosionskenngrößen auf Grund der Brenngaszusammensetzung bekannt - daraus abgeleitet existieren empirische und semiempirische Ansätze zur Berechnung der Explosionskenngrößen. Produktgasgemische aus Biomassevergasungsanlagen lassen sich jedoch auf Grund der hohen Anzahl unterschiedlichster Brenngaskomponenten sehr schwierig klassifizieren und bezüglich der Zuordnung von zu verwendenden Berechnungsansätzen nicht eindeutig zuordnen, wodurch die Überprüfung der errechneten Stoffwerte erforderlich ist.

Brenngasgemische aus Biomassevergasungsanlagen weisen entsprechend dem verwendeten Verfahren zur thermochemischen Umwandlung eine charakteristische Zusammensetzung auf. Im Rahmen der Bearbeitung sind mittlere charakteristische Produktgaszusammensetzungen aus Festbettvergasungssystemen mit Luft als Vergasungsmittel sowie aus Wirbelschichtvergasungssystemen mit Wasserdampf als Vergasungsmittel untersucht worden.

Die Produktgaszusammensetzungen aus Abbildung 8-1 bis Abbildung 8-3 stellen die im Rahmen von Explosionstests untersuchten Brenngaszusammensetzungen dar. Auf Grund der apparatetechnischen Ausrüstung der durchführenden Institution und der Randbedingungen durch die einschlägige Normung für die Ermittlung von Explosionskenngrößen ist auf Einschränkungen hinsichtlich der ermittelbaren bzw. zu vermessenden Stoffparameter in gewissen Temperatur- und Konzentrationsbereichen hinzuweisen - insbesondere gilt dies für die Variation der Explosionstesttemperatur im Allgemeinen und für die Variation des Wasserdampfanteiles im Produktgas (mit unter in Grenzen kompensierbar durch die Verwendung von Kohlendioxid, dass bei Explosionsvorgängen ähnliche Eigenschaften aufweist wie Wasserdampf). Die Beladung der Produktgase mit (brennbarer) Partikel- und Teerfracht wird durch die Explosionstests nicht berücksichtigt.

8.1.1 Produktgas aus Wirbelschichtvergasungssystem mit Wasserdampf als Vergasungsmittel

Dieses Produktgas zeichnet sich aufgrund der Verwendung von Wasserdampf als Vergasungsmittel durch einen höheren Heizwert (im Vergleich zu Produktgasen aus Vergasungssystemen in denen mit Luft als Vergasungsmittel gearbeitet wird) bedingt durch den hohen Volumenanteil an brennbaren Gasen bzw. dem geringen Inertgasanteil aus. In der Regel liegt der Heizwert derartiger Produktgase bei ca. 10-11 MJ/m³_n.

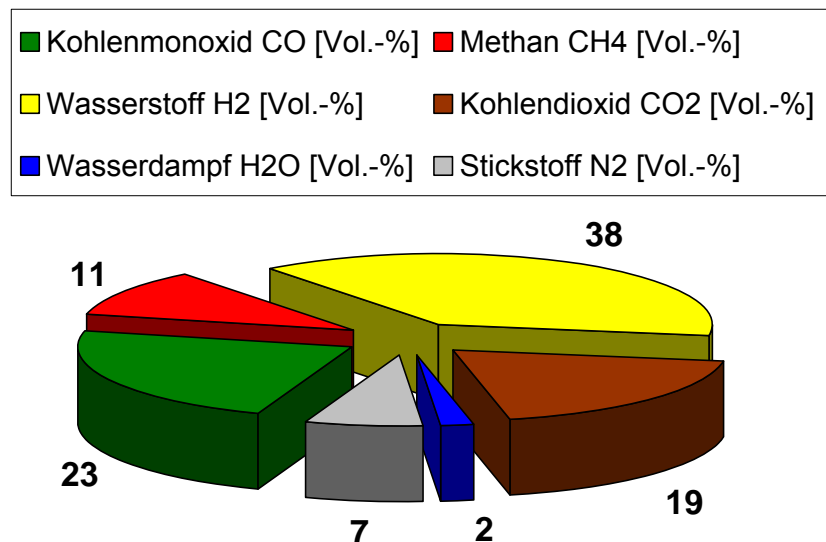


Abbildung 8-1: Explosionstest-Produktgaszusammensetzung (**Mixture I**) aus einem Wirbelschichtvergasungssystem mit Wasserdampf als Vergasungsmittel

8.1.2 Produktgas aus Festbettvergasungssystemen mit Luft als Vergasungsmittel

Für Festbettvergasungssysteme kann von mittleren Produktgaszusammensetzungen, wie in Abbildung 8-2 und Abbildung 8-3 dargestellt, ausgegangen werden. Produktgase aus derartigen Anlagen zeichnen sich durch einen höheren Inertgasanteil auf Grund der Verwendung von Luft als Vergasungsmedium (79 %-Vol. Stickstoff in Luft) aus. Darin liegt auch der niedrigere Heizwert des Produktgases von ca. 3,5 – 5 MJ/m³_n begründet.

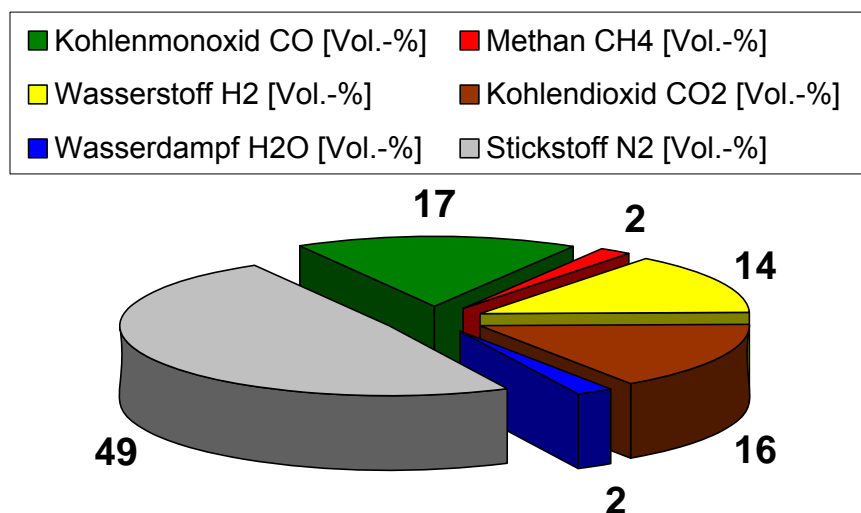


Abbildung 8-2: Beispielhafte Produktgaszusammensetzung (**Mixture II**) für ein Festbettvergasungssystem mit Luft als Vergasungsmittel

In der Entwicklung von Berechnungsformeln zur Abschätzung von Explosionskenngrößen lässt sich ein großer Einfluss einzelner Gaskomponenten aufzeigen. Im Speziellen sind dies die Komponenten Methan und die Summenkonzentration aus

Kohlenmonoxid und Wasserstoff, die einen maßgeblichen Faktor für die tatsächlichen Zündgrenzen des Gemisches bei derartigen heizwertarmen Brenngasen darstellt. Aus diesem Grund wurde ein Referenz-Explosionstest mit einer divergierenden Gemischzusammensetzung durchgeführt (siehe Abbildung 8-3)

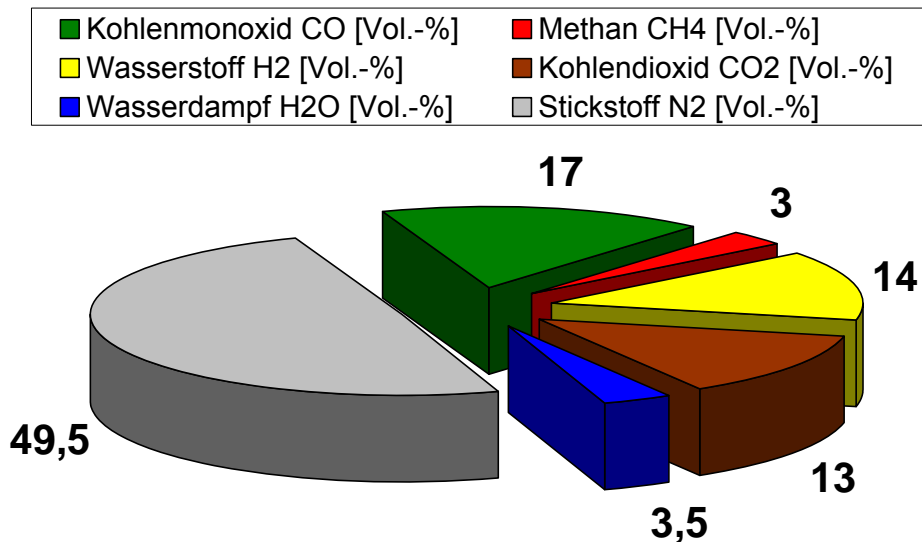


Abbildung 8-3: Beispielhafte Produktgaszusammensetzung (**Mixture III**) für ein Festbettvergasungssystem mit Luft als Vergasungsmittel

Die ermittelten sicherheitstechnischen Kenngrößen für die obigen Produktgaszusammensetzungen aus den Explosionstests stellen die Grundlage für die Überprüfung der publizierten und eigenen Rechenmodelle dar. Weiters bieten diese Rechenmodelle die Möglichkeit der Parameterstudien für Explosionskenngrößen um bei abweichenden Produktgaszusammensetzungen von jenen der getesteten Gasgemische Aussagen über zu erwartende Explosionskenngrößen treffen zu können.

8.2 Explosionsgrenzen von technischen Gasgemischen

8.2.1 Einleitung, Begriffsdefinitionen [75], [76]

Eine **Verbrennung** ist eine exotherme Reaktion, bei der ein Stoff durch Sauerstoff oxidiert wird. Verbrennungen, die mit einer sehr hohen Geschwindigkeit und nahezu schlagartig erfolgen bezeichnet man als Explosionen.

Eine **Explosion** ist eine plötzliche Oxidations- oder Zerfallsreaktion mit Anstieg der Temperatur und des Druckes. Dabei kommt es zu einer plötzlichen Volumenausdehnung von Gasen, verursacht durch Umsetzung von chemisch gebundener Energie. Zur Gruppe der Vorgänge mit explosionsähnlichen Vorgängen gehören Verpuffungen, Deflagrationen und Detonationen.

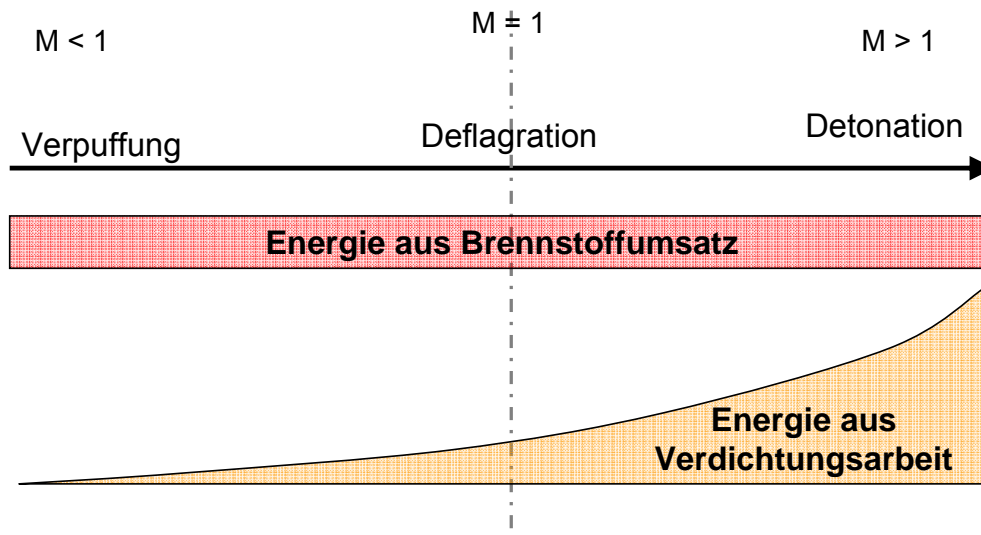


Abbildung 8-4: Unterscheidungsmerkmale von Explosionsvorgängen

Von einer **Verpuffung** wird gesprochen, wenn es durch die Verbrennungsreaktion zwar zu einer Volumenerweiterung, nicht aber zu einem relevanten Druckaufbau kommt.

Eine **Deflagration** (von lat. deflagrare, soviel wie abbrennen) ist ein schneller Verbrennungsvorgang, bei dem der Explosionsdruck nur durch die entstehenden und sich ausdehnenden Gase hervorgerufen wird. Die Zündung des unverbrannten Gemisches erfolgt durch die Aufheizung des Gemisches in der Flammenfront.

Eine **Detonation** ist eine Form einer Explosion, bei der im explodierenden Stoff die energiefreisetzende Reaktionsfront die Schallgeschwindigkeit des explosiven Stoffs übersteigt und eine Stoßfront bildet. Die Reaktionsgeschwindigkeiten der Ex-Gemische reichen von 1000 m/s bis 10000 m/s, unter Abgabe von Wärmeenergie und Entwicklung großer Gasmengen. Die Explosivstoffe werden bei der Detonation sehr schnell von einer schmalen Reaktionszone mit Überschallgeschwindigkeit durchlaufen, die bei hohem Druck und hoher Temperatur eine Stoßwelle ausbildet, welche das von ihr durchlaufene Brenngasgemisch ihrerseits zur Detonation anregt, so dass sich die Detonation durch den gesamten vom Explosionstestgemische gefüllten Raum fortpflanzt.

Die **Zünd- oder Explosionsgrenzen** geben den Bereich an, in dem Gase oder Dämpfe bzw. Staubgemische in Mischung mit Luft gezündet werden können. Es wird dabei eine obere und eine untere Zündgrenze, außerhalb derer eine Zündung nicht mehr möglich ist, definiert. Angegeben werden die Zündgrenzen in Vol.-% des Dampfes bzw. Gases zum Luftvolumen. Für die entsprechende Zündung des Brennstoff-Luftgemisches ist eine entsprechende Zündquelle notwendig – die jeweiligen Stoffwerte für die Zündgrenzen treffen keine Aussage über mögliche Verbrennungs- und Explosionsvorgänge und stellen vielmehr Informationen für die prinzipielle Entflammbarkeit des Brennstoff/Oxidator Gemisches dar. Zünd- bzw. Explosionskenngrößen werden durch eine Reihe von Parametern beeinflusst.

Bei der Betrachtung flüssiger und fester Brennstoffe finden die Begriffe Flammpunkt und Brennpunkt häufige Anwendung. Der **Flammpunkt** beschreibt jene Temperatur bei der ein fester oder flüssiger Brennstoff ausdampft und eine ausreichende Menge brennbarer Dämpfe freisetzt, die durch Fremdzündung entzündet werden können. Am Flammpunkt reichen in der Regel die Brennstofftemperaturen nicht dazu aus, dass der Brennstoff weiter brennt. Erreicht der Brennstoff eine Temperatur, bei der

nach erfolgter Fremdzündung (Überschreitung des Flammpunktes) der Brennstoff weiter brennt, so ist der **Brennpunkt** erreicht.

Die **Zündtemperatur** ist die Temperatur bei Normaldruck, bei der sich Gase und Dämpfe brennbarer Substanzen in Berührung mit Luft und/oder einer heißen Wand selbst entzünden können. Beim Erreichen der Zündtemperatur müssen brennbare Gase/Dämpfe nicht durch eine Flamme oder Zündfunken gezündet werden, sondern sie entzünden sich spontan. Zündtemperaturen (oder Selbstentzündungstemperaturen) liegen für die meisten Substanzen in der Regel hoch und sind daher für heiße und ungedämmte Anlagenteile, welche heiße Oberflächen im Sinne der Explosions-schutzbetrachtungen darstellen, als kritisch zu beurteilen.

8.2.2 Zünd- bzw. Explosionsgrenzen für Gasgemische aus Biomassevergasungsanlagen

Produktgase aus Biomassevergasungsanlagen beinhalten überwiegend die brennbaren Komponenten Methan CH_4 , Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff H_2 . Neben diesen brennbaren Hauptbestandteilen sind in Produktgasen auch teerartige Verbindungen (Kohlenwasserstoff- und Alkoholverbindung sowie nitrose organische Verbindungen) und anorganische Verbindungen enthalten, die bezüglich ihrer explosionsfördernden bzw. explosionshemmenden Wirkung nicht untersucht wurden. Es wird lediglich auf die aus der Literatur bekannten Effekte derartiger Verbindungen und Komponenten hingewiesen. Hinsichtlich der explosionshemmenden Wirkung von Substanzen ist vor allem der Anteil von Inertstoffe in Produktgasen von großer Bedeutung. Zünd- und Explosionsgrenzen werden durch folgende Parameter [77] beeinflusst:

- Gaszusammensetzung – Anteil brennbarer und nichtbrennbarer Komponenten im Brenngasgemisch
- Einfluss des Inertgasanteiles; der Inertgasanteil senkt die an der Verbrennung- bzw. Explosionsreaktion beteiligten Brennstoffmassen pro Volumeneinheit, die für die Explosionsauswirkungen verantwortlich sind (maximaler Explosionsdruck und Explosionsintensität) und stellt für die Ausbreitung der Flammenfront eine Masse dar, die es zu erhitzen gilt – den limitierenden Faktor stellt dabei die Wärmeleitfähigkeit und die Wärmekapazität der unverbrannten Brenngasanteile (im besonderen der Inertgasanteil) dar.
- Temperatur des Brenngasgemisches vor der Explosion (mit gesteigerten Gemischtemperaturen ist mit einer Aufweitung der Explosionsgrenzen zu rechnen)
- Druck im Brenngasgemisch vor der Explosion (wird im Brenngasgemisch vor der Explosion ein Unterdruck induziert, kommt es zur Abnahme der Reaktionsgeschwindigkeit. Es kommt zur Einschränkung des Explosionsbereichs – bei der Drucksteigerung kommt es speziell in der Grenzkurve der oberen Entflammbarkeit zur Aufweitung des Explosionsbereichs)
- Abhängigkeit der Explosionsgrenzen von der Behälterform
- Abhängigkeit der Explosionsgrenzen von der aufgewendeten Zündenergie
- Einfluss des Wasserdampfgehaltes auf die Explosionsgrenzen (der Wasserdampfgehalt schränkt die Zündfähigkeit von Gasgemischen ein. Aus diesem Grunde wird die Bestimmung der Zündgrenzen für trockene Gemische empfohlen. Für brennbare Gemische mit Kohlenmonoxid ist anzumerken, dass

sich der Entflammbarkeitsbereich auf Grund zusätzlicher Radikalzerfallsreaktionen von OH-Gruppen aufweitet)

- Aufweitung des Explosionsbereiches auf Grund der Effekte von kalten Flammen in fetten Brennstoff/Luft Gemischen
- Bei steigender Temperatur werden in fetten Brenngasgemischen Effekte von kalten Flammen beobachtet, die zur Aufweitung des Zündfähigkeitsbereiches (obere Entflammbarkeit) führt.

Diese untersuchten brennbaren Hauptbestandteile weisen unterschiedlichste chemische und thermodynamische Eigenschaften hinsichtlich der Entzündbarkeit auf (siehe Abbildung 8-5).

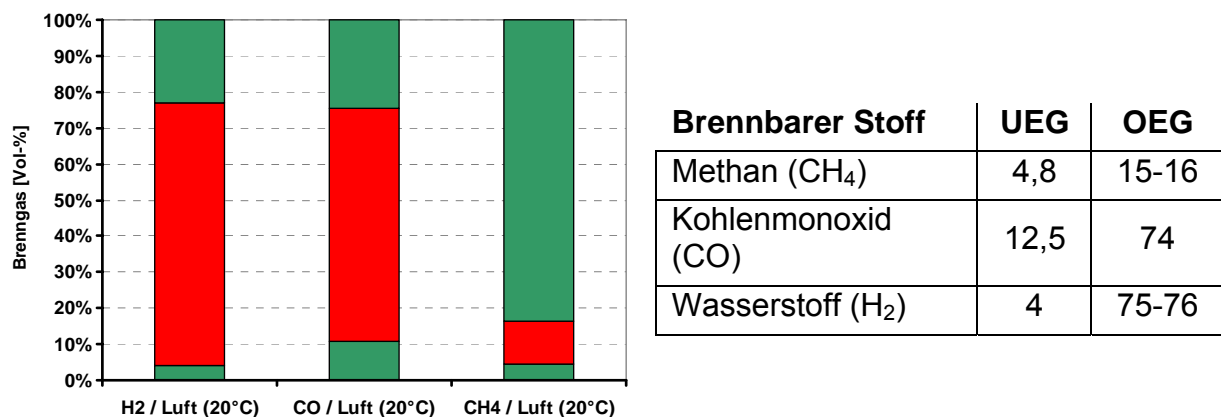


Abbildung 8-5: Zündgrenzen für die brennbaren Hauptbestandteile von Produktgasen (rot – Zündbarkeitsbereich; grün - Bereich nicht zündbarer Gemische bei Umgebungsbedingungen) [82]

Die in obiger Darstellung enthaltene Grafik stellt die entsprechenden Zündgrenzen für die Umgebungsbedingungen 1bar und 20°C von Methan CH₄, Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff H₂ dar. Der rot unterlegte Bereich stellt dabei jenen Konzentrationsbereich für das Brennstoff/Luftgemisch dar, in dem das Gemisch zündfähig ist. Auffällig dabei ist der stark eingeschränkte Entflammbarkeitsbereich von Methan CH₄, der auf die chemische Stabilität des relativ kleinen und kompakten Methanmoleküls zurückzuführen ist. Oxidationsprozesse von Methan bedingen optimale Randbedingungen (Durchmischung, Verbrennungsluftanteil, Zündenergie etc.) für die verbrennungsschemische Umsetzung. Im Vergleich dazu weisen Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff H₂ einen sehr weiten Zündbereich auf. Wasserstoff gilt dabei als jene Substanz mit der höchsten Entzündlichkeit und zieht die heftigsten Verbrennungs- bzw. Explosionserscheinungen (Explosionsdrücke, maximaler zeitlicher Druckanstieg, Flammausbreitungsgeschwindigkeiten etc.) nach sich.

Obiges Diagramm stellt die Stoffwerte für Brennstoff/Luft Gemische dar. In technischen Gaskgemischen besitzen Mischungen aus brennbaren und inerten Gaskomponenten sicherheitstechnische Relevanz – als Inertanteil ist jener Anteil des Brennstoffes definiert, der im Brennstoff enthalten ist und nicht die inerten Anteile im Oxidator z.B. Luft. Der Zusammenhang wird in Dreiecksdiagrammen (ternäre Diagramme, Dreistoffdiagramme) aufgetragen - werden in derartigen Diagrammen Explosionskenngrößen aufgetragen, so werden sie als Explosionsdreiecke bezeichnet (siehe Abbildung 8-6 und Abbildung 8-7).

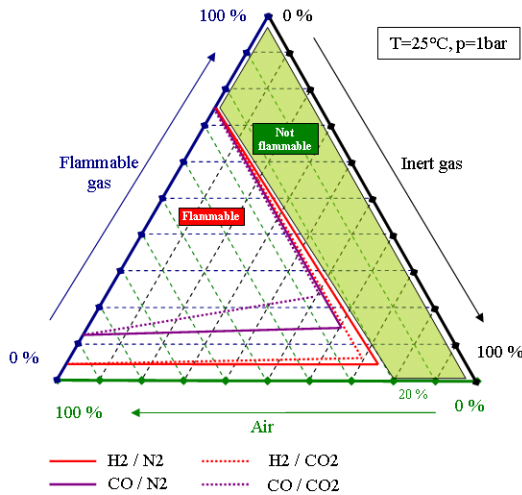


Abbildung 8-6: Explosionsdreiecke für Gemische aus Wasserstoff bzw. Kohlenmonoxid in Intergas und Luft bei 25°C/1bar

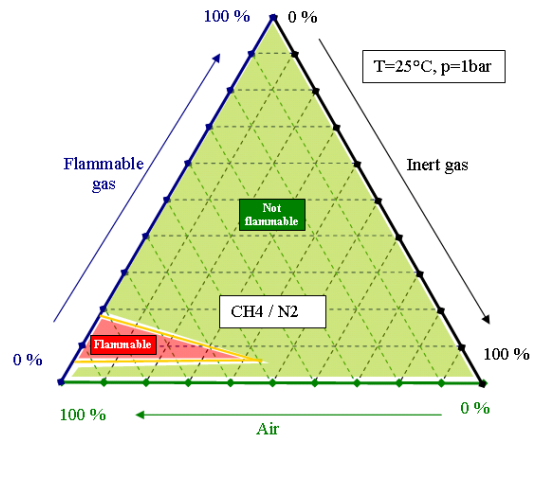


Abbildung 8-7: Explosionsdreiecke für Gemische aus Methan in Intergas und Luft bei 25°C/1bar

In der Systematik der Erstellung von Explosionsdreiecken wird auf der Abszisse der Oxidatoranteil, in unserem Fall der Anteil von Luft im Brenngasgemisch aufgetragen. Auf der linken Dreiecksflanke wird der Summenanteil von brennbaren Komponenten im Brenngasgemisch aufgetragen und auf der rechten Dreiecksflanke werden die Inertgasanteile im Brenngasgemisch aufgetragen. Bringt man die Linien konstanter Konzentrationen (brennbar, inert oder Luft – strichlierte Linie) zweier eingetragener Datenpunkte zum Schnitt, erhält man durch Parallelübertragen zur jeweiligen Drittkomponente durch den Geradenschnittpunkt die jeweilig dritte Konzentration im System (siehe Abbildung 8-8). Durch die entsprechenden Grenzlinien im Diagramm werden Bereiche prinzipieller Entflammbarkeit und Nichtentflammbarkeit abgetrennt. Für die Betrachtung sicherheitstechnischer Kenngrößen sind vor allem Schnittpunkte an den Grenzkurven von großer Bedeutung.

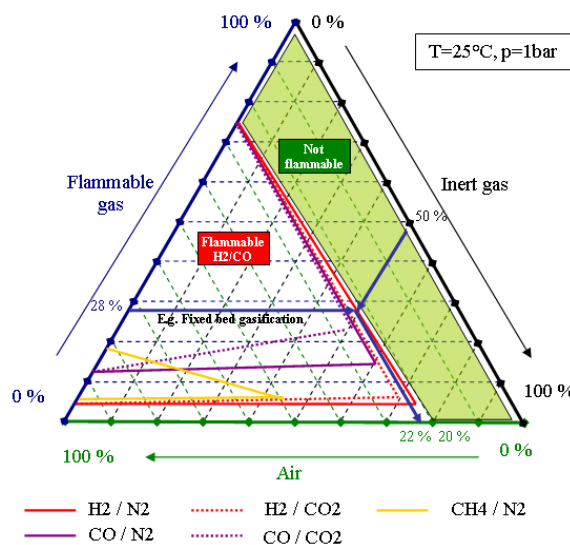


Abbildung 8-8: Explosionsdreieck mit eingetragenen Stoffwerten der brennbaren Komponenten

Für ein exemplarisches Brenngasgemisch aus 28 Vol.-% Wasserstoff und 50 Vol.-% Stickstoff ergibt sich bei Verwendung der Grenzkurve ein Oxidatoranteil von 22 Vol.-% der den maximalen Luftanteil darstellt bei dem ein Brennstoff Luftgemisch an der Explosionsgrenze liegt.

Derartige Diagramme stellen den Zusammenhang für beliebige Brenngasgemische dar, berücksichtigen jedoch den Temperatur- und Druckeinfluss auf die Ausprägung der Zündgrenzen nicht. Prinzipiell kann von einer Aufweitung der Zündgrenzen bei steigenden Brenngasgemischtemperaturen ausgegangen werden – zu begründen ist die erhöhte Zündwilligkeit durch ein erhöhtes Energieniveau auf Grund der gesteigerten Gemischtemperatur (siehe Abbildung 8-9).

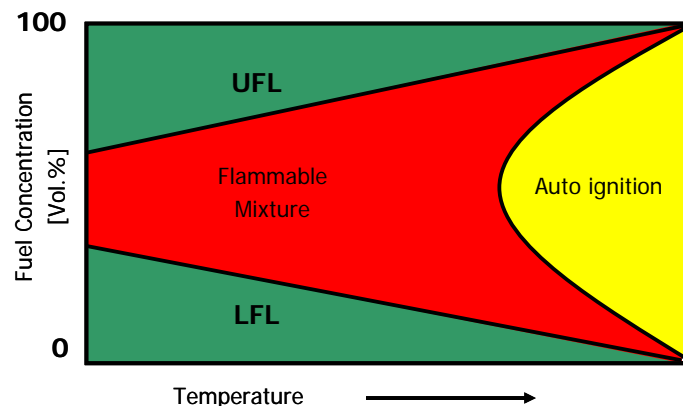


Abbildung 8-9: Temperatureinfluss auf die Zündgrenzen und die Selbstentzündung [75]

Bei einer ausreichend hohen Gemischtemperatur führt dies zur Selbstentzündung (Autoignition) – der Verbrennungsvorgang beginnt spontan und sorgt für die Oxidation des Brenngasgemisches, allein der Zündverzug und der jeweilige Anteil des Oxidators (Luft) bestimmen die Heftigkeit der Explosion. Bei derartig hohen Gemischtemperaturen im Selbstentzündungsbereich kann von einer langsamen Verbrennung, die zu explosionsähnlichen Zuständen mit moderaten Explosionsdrücken führt, ausgegangen werden. Dieser Vorgang ist aber auf keinen Fall mit der spontanen Entzündung von kalten Brenngasgemischen an heißen Oberflächen oder mit Flammausbreitungsvorgängen von heißen in kalte Anlagenbereiche mit den entsprechenden Explosionsvorgängen zu verwechseln. Effekte in Bezug auf die obere und untere Explosionsgrenze sind auf die erwähnten Wärmeleiteffekte in mageren Brenngemischen der unteren Explosionsgrenze bzw. Erscheinungen in kalten Flammen in fetten Gemischen an der oberen Explosionsgrenzen zurückzuführen.

Die Temperaturabhängigkeit der Explosionsgrenzen ist der Literatur und den entsprechenden Stoffwertesammlungen für Brennstoff/Oxidator Gemische zu entnehmen (siehe Abbildung 8-10, Abbildung 8-11). Verfügbar sind die folgenden Stoffwerte für brennbare Gemische aus Methan CH_4 , Kohlenmonoxid CO oder Wasserstoff H_2 mit Luft und Stickstoff bzw. Wasserdampf.

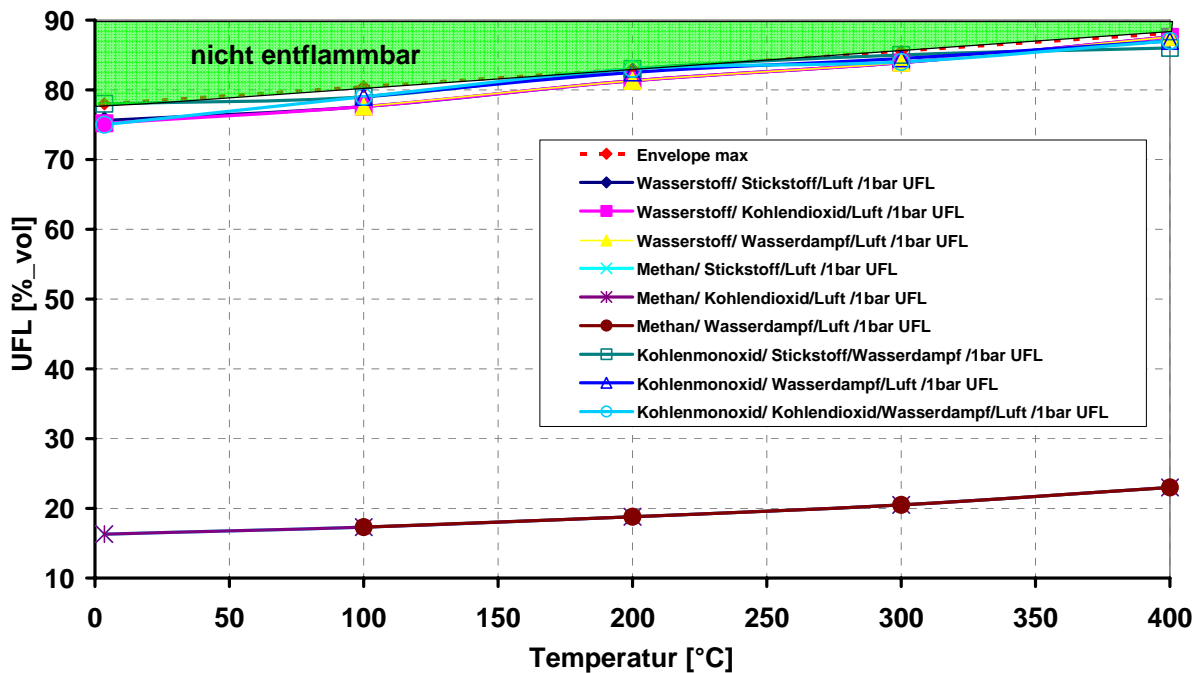


Abbildung 8-10: Obere Explosionsgrenzen von Methan CH₄, Kohlenmonoxid CO oder Wasserstoff H₂ in Gemischen mit Luft und Stickstoff bzw. Wasserdampf [73], [74]

Abbildung 8-10 verdeutlicht die höchst unterschiedlichen Stoffeigenschaften von Methan CH₄ im Vergleich zu Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff H₂ in Bezug auf den äußerst eingeschränkten Entflammbarkeitsbereich. In Abbildung 8-11 ist der Grenzkurvenbereich für die Gasgemische mit Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff H₂ vergrößert dargestellt.

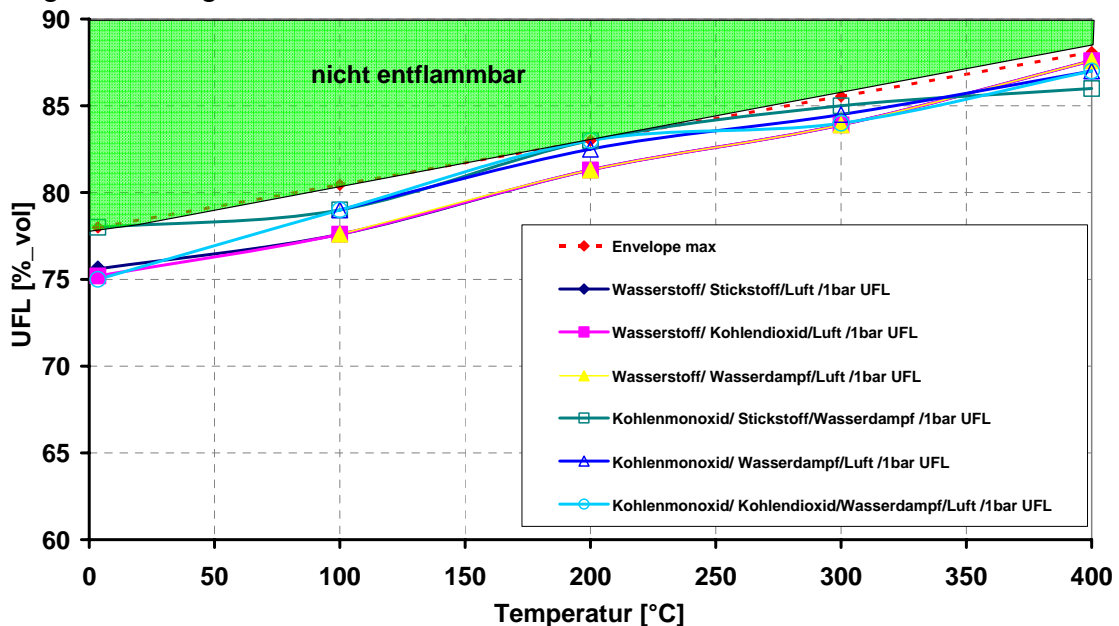


Abbildung 8-11: Obere Explosionsgrenzen von Methan CH₄, Kohlenmonoxid CO oder Wasserstoff H₂ in Gemischen mit Luft und Stickstoff bzw. Wasserdampf (Zoom UFL von 60% bis 90%_v) [73], [74]

An der oberen Explosionsgrenze zeigt sich für die entsprechend brennstoffreichen Gasgemische eine starke Temperaturabhängigkeit im Vergleich zur der unteren Entflammbarkeitsgrenze. Dabei gilt, dass eine bedingte Radikalanreicherung bzw. chemischer Zerfall die Entflammbarkeitsgrenzen mit steigender Temperatur aufweitet. Derartige Zerfallprodukte begünstigen die spontane Zündung und Flammenausbreitung derartiger Gasgemische. Diesbezüglich ist auf die Zerfallerscheinungen an kalten Flammen hinzuweisen, die in weiter gestiegenen Temperaturbereichen die Zündgrenzen überproportional aufweiten lassen [79].

Generell lässt sich für die explosiven Gasgemische aus Methan CH_4 , Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff H_2 in Verbindung mit Luft und Stickstoff bzw. Wasserdampf ein Bereich definieren, in dem keine wie auch immer geartete Mischung von Brenn-, Inert- und Luftanteilen zur Bildung eines brennbaren Gemisches führt (grün unterlegter Bereich in Diagramm). Als Grenzkurve dient die gerechnete Einhüllende (Envelope) mit einem linearen Anstieg über dem betrachteten Temperaturbereich. Analog dazu wurden die Stoffwerte der unteren Explosionsgrenze verglichen (siehe Abbildung 8-12). Durch umfassende Untersuchungen [77] ist der annähernd lineare Verlauf der UFL und LFL Grenzlinien nachgewiesen und gilt im Temperaturbereich bis ca. 400°C als erwiesen.

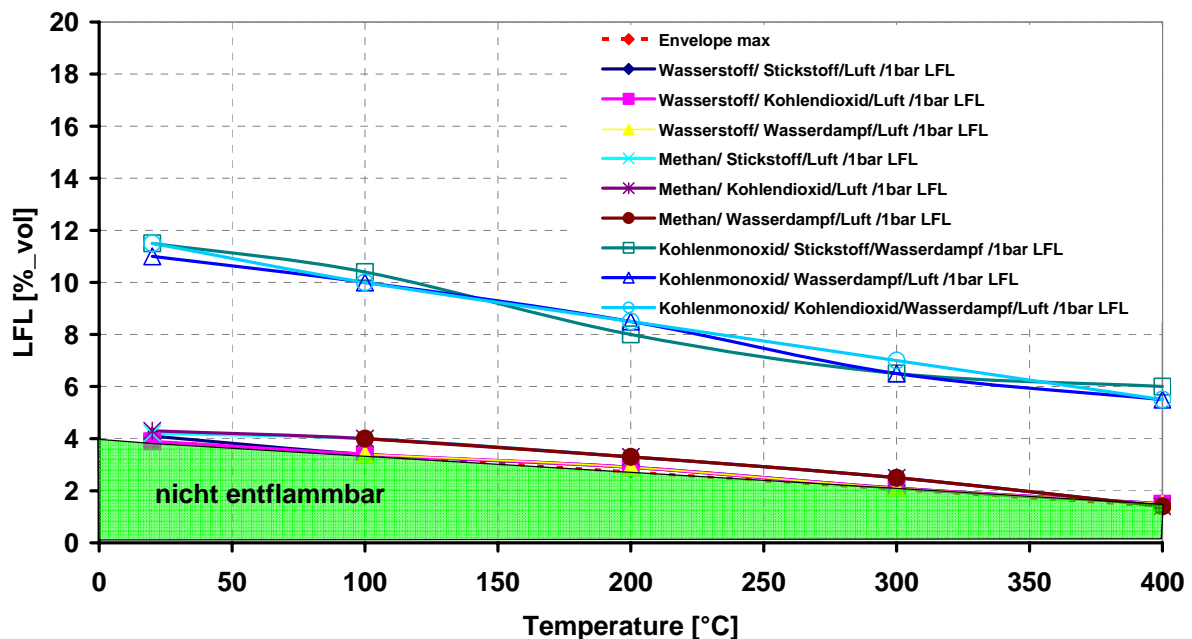


Abbildung 8-12: Untere Explosionsgrenzen von Methan CH_4 , Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff H_2 in Gemischen mit Luft und Stickstoff bzw. Wasserdampf [73], [74]

Die Entwicklung der unteren Explosionsgrenze zeigt eine weniger starke Temperaturabhängigkeit. Der Grund dafür liegt im starken Einfluss der Inertgasanteile aus der Verbrennungsluft und der Inertgasanteile im Brenngas. Diese Komponenten bilden eine Masse mit einer vergleichsweise hohen Wärmekapazität, die beim Fortschreiten der Flammenfront erwärmt werden muss und somit die für die Ausbreitung der Flamme notwendige Energie für die Radikalbildung aufnimmt. Hinsichtlich dieses Effektes gibt es auch Untersuchungen, die für die Verwendung von CO_2 gegenüber N_2 auf Grund der höheren Wärmekapazität und der damit verbundenen Hemmung der Flammausbreitung sprechen.

In Betrachtung der unteren Zündgrenzen von Kohlenmonoxid CO im Vergleich zu Methan und Wasserstoff liegen die Zündgrenzen von Kohlenmonoxid weit höher als jene der beiden anderen Komponenten. Aus der Verbrennungstechnik sind schwierigere Entflammbarkeits- und Verbrennungseigenschaften von Kohlenmonoxid hinsichtlich der thermochemischen Umwandlung (Verbrennungsgeschwindigkeit, thermische Stabilität) bekannt, die vor allem bei nicht stöchiometrischen Brenngasgemischen wie z.B. an der unteren Explosionsgrenze durch den engeren Explosionsbereich zu erkennen sind.

Für die Berechnung und Abschätzung der Explosionsgrenzen von Gasgemischen gibt es in der Literatur eine Reihe von empirischen und semiempirischen Berechnungsansätzen die auf die Zustandgrößen der Gasgemische, wie Zusammensetzung und Temperatur, Rücksicht nehmen. Folgende Berechnungsansätze wurden untersucht:

- Berechnungsansatz für Explosionsgrenzen nach Le Chatelier
- Berechnungsansatz für Explosionsgrenzen nach Bartknecht
- Verbrennungstheoretischer Ansatz mit Hilfe laminarer Flammgeschwindigkeiten

Hinsichtlich der Anwendung derartiger Formelapparatismen ist die Gültigkeit im jeweiligen Anwendungsfall zu achten – derartige Formelsysteme sind nicht uneingeschränkt anwendbar! Über die vereinfachte Berechnung bzw. Abschätzung von Zündgrenzen hinaus besteht die Möglichkeit von CFD gestützter Simulation entsprechender Zünd- bzw. Selbstentzündungsvorgänge in explosionsfähigen Gasgemischen.

8.2.2.1 Berechnungsansatz für die Explosionsgrenzen nach Le Chatelier [75]

Der Ansatz nach Le Chatelier stellt eine Möglichkeit der Abschätzung von Explosionskenngrößen basierend auf der rechnerischen Kombination von Stoffwerten der Einzelsubstanz-Explosionskenngrößen dar. Die Berechnung beruht auf der Subsummierung mit gewichteten Explosionsgrenzen in Abhängigkeit der Stoffkonzentrationen der brennbaren Komponenten. Die Berechnungsformel nach Le Chatelier ist unter Einschränkungen (Konzentrationsbereich von Brenngas- und Inertgasanteilen) für die Berechnung der unteren Explosionsgrenzen vorgesehen (siehe Glg. 8-1).

$$LFL_{\text{Gemisch},T} = \frac{100}{\sum_{i=1}^n \frac{v_i}{LFL_{i,T}}} \quad \text{Glg. 8-1}$$

$LFL_{\text{Gemisch},T}$... untere Explosionsgrenze des Gasgemisches in Abhängigkeit der Gemischtemperatur [%Vol_{Brst.}]

v_i ... Volumenkonzentration der brennbaren Komponente i

$LFL_{i,T}$... untere Explosionsgrenze der brennbaren Einzelkomponente i in Abhängigkeit der Gemischtemperatur [%Vol_{Brst.}]

Durch die Verwendung der tabellierten Stoffwerte der Einzelsubstanzen lassen sich in Abhängigkeit der Gemischtemperaturen die Explosionsgrenzen errechnen. Die errechneten Explosionsgrenzen sind wie in Abbildung 8-13 dargestellt mit Explosionsstests verglichen worden um die Rechenwerte auf ihre Gültigkeit zu überprüfen. Die Explosionstests wurden nach EN 1839 durchgeführt.

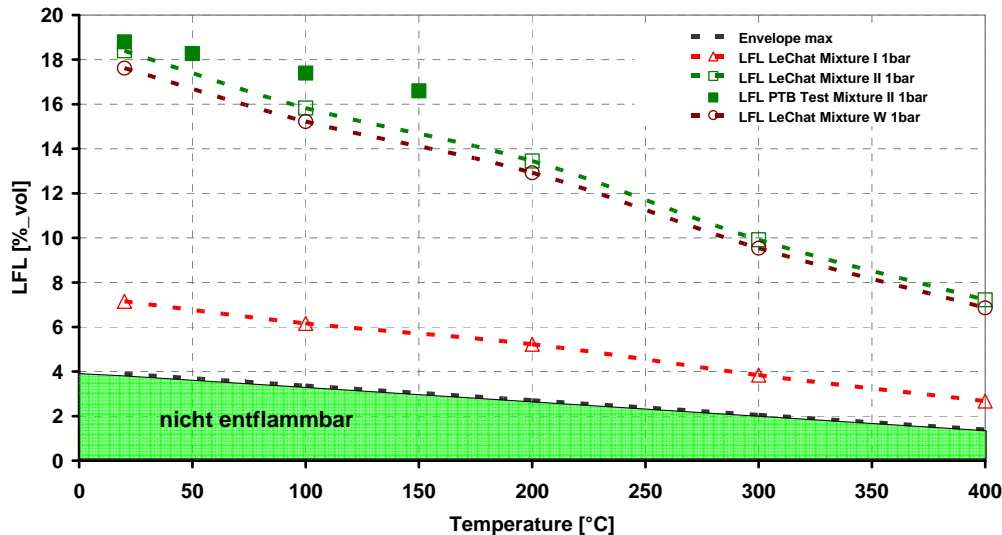


Abbildung 8-13: Vergleich von Werten für die untere Explosionsgrenze aus Explosionstests und der Berechnung nach Le Chatelier

Auf Basis der vorliegenden Mess- und Rechenergebnisse kann von einer prinzipiellen Anwendbarkeit der Berechnungsformeln nach Le Chatelier für die untersuchten Gasmische mit geringen Abweichungen in der Konzentration brennbarer Komponenten ausgegangen werden. Bei einer entsprechend konservativen Ermittlung der Explosionsgrenzen wären die Grenzlinien des grün unterlegten Bereiches zu wählen, der den Nichtentflammbarkeitsbereich der am leichtesten zu entflammenden Gaskomponente über dem Temperaturbereich darstellt. Hinsichtlich der Erhöhung des Volumenanteils inerter Komponenten lässt sich lediglich eine qualitative Aussage über Erhöhung der unteren Explosionsgrenzen ähnlich dem Vorgang bei Eindüsung zusätzlicher Inertisierungsgase treffen. Für die Entwicklung der Explosionsgrenzen über dem untersuchten Temperaturbereich sind erhöhte Zündgrenzen auf Basis der berechneten Werte zu erwarten, wie der Tendenz aus den durchgeführten Explosionstests zu entnehmen ist. Bei der Berechnung nach Le Chatelier ergibt sich ein mit steigender Gemischtemperatur höherer Gradient für die LFL Grenzlinie im Vergleich zur Trendentwicklung der Explosionstestergebnisse.

Für die Berechnung der oberen Explosionsgrenze ist die Verwendung der ursprünglichen Form der Berechnungsformel nach Le Chatelier per Definition nicht vorgesehen, was zur Verwendung eines adaptierten Formelapparates nach Le Chatelier führt (siehe Glg. 8-2) – eine entsprechende Berechnung mit der ursprünglichen Form nach Le Chatelier führt zu keinen adäquaten Rechenergebnissen.

$$UFL_{\text{Gemisch},T} = \frac{100}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{v_{CH_4}}{UFL_{CH_4,T}} + \frac{(1-v_{CH_4})}{UFL_{\text{max},T}} \right)} \quad \text{Glg. 8-2}$$

$UFL_{\text{Gemisch},T}$... obere Explosionsgrenze des Gasgemisches in Abhängigkeit der Gemischtemperatur [%Vol_{Brst.}]

v_{CH_4} ... Volumenkonzentration der brennbaren Komponente i

$UFL_{CH_4,T}$... obere Explosionsgrenze für Methan in Abhängigkeit der Gemischtemperatur [%Vol_{Brst.}]

$UFL_{\text{max},T}$... obere Explosionsgrenze jener Komponente mit den weitesten Zündgrenzen (höchste Entzündlichkeit) in Abhängigkeit der Gemischtemperatur [%Vol_{Brst.}]

Die Adaptierung der Berechnungsformel nach Le Chatelier beruht auf der Beobachtung der höchst unterschiedlichen Entflammbarkeitsbereiche brennbarer Komponenten in Produktgasgemischen von Biomassevergasungsanlagen (Methan besitzt im Vergleich zu den anderen brennbaren Produktgaskomponenten einen äußerst eingeschränkten Entflammbarkeitsbereich – siehe Abbildung 8-6 und Abbildung 8-7). Der obigen Gleichung ist die Betrachtung eines fiktiven 2-Komponenten Gasgemisches, welches aus Methan der jeweiligen Konzentration und dem Rest jener Komponenten mit der höchsten Entzündlichkeit besteht, zu Grunde gelegt. Dabei wird die Entzündlichkeit der am leichtesten zu entzündenden Komponente im Gasgemisch maßgeblich durch den Methangehalt bestimmt. Die Verwendung dieser adaptierten Berechnungsformel führt zu Vorhersagewerten, die für den Vergleich mit Werten aus der Durchführung von Explosionstests herangezogen werden (siehe Abbildung 8-14).

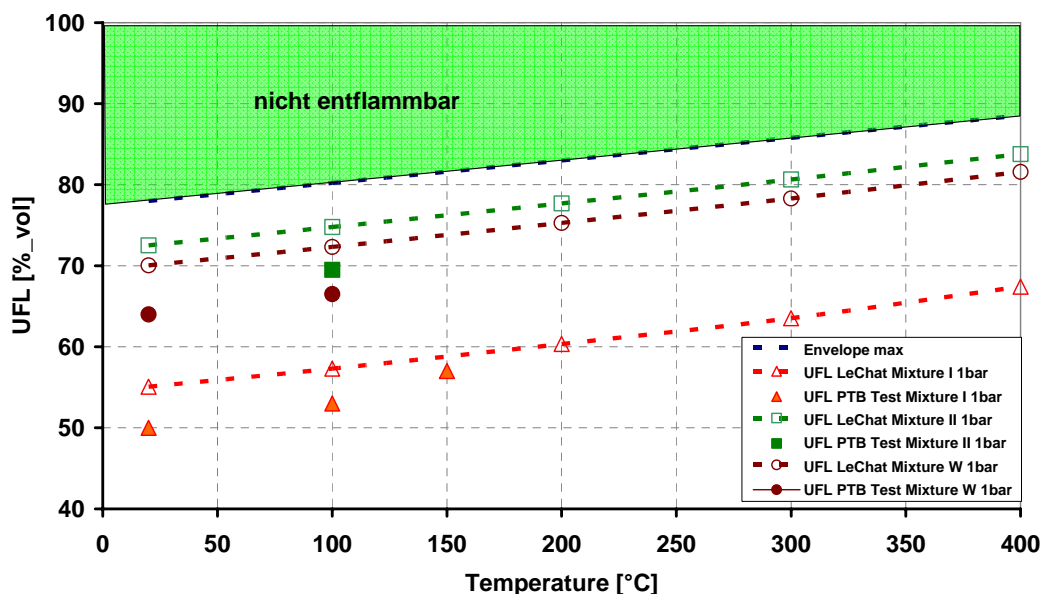


Abbildung 8-14: Zusammenstellung von Werten für die obere Explosionsgrenze aus Explosionstests und Berechnung nach Le Chatelier adaptiert

Ähnlich der Betrachtung zu den Werteketten der unteren Explosionsgrenzen ist die Abbildung der Stoffwertepaare über den Temperaturbereich (Explosionstest und Rechenwerte) mit entsprechender Sicherheit erreichbar.

8.2.2.2 Berechnungsansatz für die Explosionsgrenzen nach Bartknecht [77]

Die Berechnungsformeln nach Bartknecht [77] stellen die Möglichkeit der Abschätzung von Explosionsgrenzen in Abhängigkeit der Gemischtemperaturen auf Basis entsprechender Explosionstests im niedrigeren Temperaturbereich ($LFL_{(TB)}$ muss bekannt sein) dar. Die Berechnung berücksichtigt indirekt über die Berechnung der maximalen adiabaten Flammtemperatur an den Explosionsgrenzen der Gasgemische die Summe brennbarer und nichtbrennbarer Komponenten im Gasgemisch. Dabei ist die ermittelte adiabate Flammtemperatur ein Maß für die Ausbreitungsfähigkeit der Flammenfront und letztlich ein Maß für die Entflammbarkeit von Gasgemischen in Abhängigkeit der Gemischtemperaturen – dem zugrunde liegt der Radikalzerfall in der Reaktionszone der Flammenfront der ein gewisses Temperaturniveau bedingt. Die Berechnung der unteren Explosionsgrenzen ergibt sich nach Glg. 8-3.

$$LFL_{\text{Gemisch},T} = LFL(T_B) * \left[1 - \frac{T - T_B}{T_F - T_B} \right] \quad \text{Glg. 8-3}$$

$LFL_{\text{Gemisch},T}$... untere Explosionsgrenze des Gasgemisches aus dem Explosionstest [%Vol_{Brst.}]

T ... betrachtete Gemischtemperatur [K]

T_B ... Gemischtemperatur des Bezugsexplosionstests [K]

T_F ... maximale adiabate Flammtemperatur des Brenngasgemisches aus Messung an der unteren Explosionsgrenze [K]

Der Verlauf der obigen Grenzlinie ist durch den in eckiger Klammer definierten Steigungsterm für die Geradengleichung bestimmt. Bedingende Faktoren für die Berechnung der Zündgrenzen sind Gemisch- bzw. maximale adiabate Flammtemperaturen, die im wesentlichen Grenzkurven zwischen Entflammbarkeits- und Nichtentflammbarkeitsbereichen mit gleichen Geradensteigungen annähert. Grund dafür ist die Verwendung mittlerer maximaler Flammtemperaturen, die auf Messungen bei Verbrennungen von brennbaren Reingaskomponenten beruhen, wodurch der Steigungsterm lediglich von der Gemischtemperatur abhängt und somit die Annäherungsgeraden unabhängig von der Gaskonzentration gleiche Geradensteigungen aufweisen. Für die mittlere maximale Flammtemperatur bei der unteren Explosionsgrenze werden 926°C herangezogen. Für die untersuchten Gasgemische ergeben sich die in Abbildung 8-15 dargestellten Kurvenverläufe.

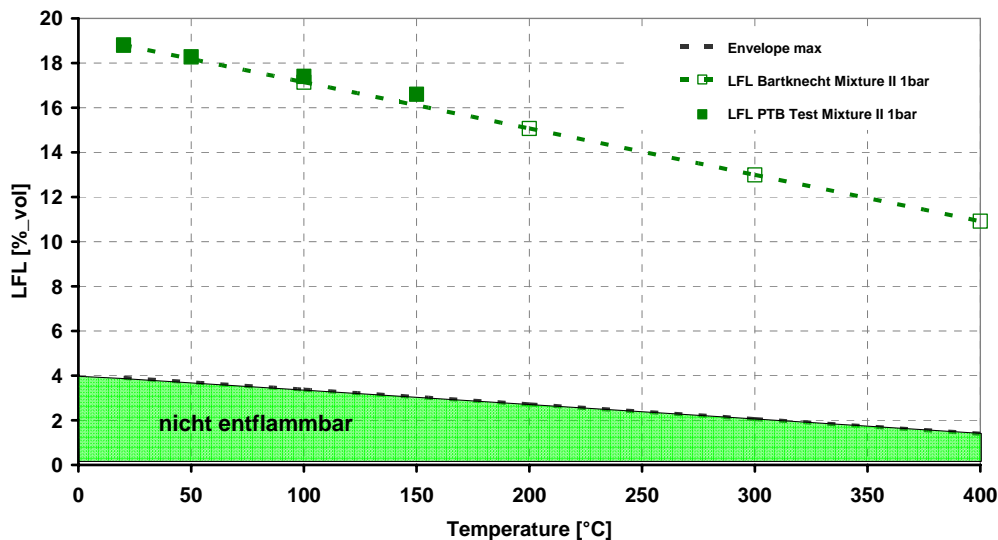


Abbildung 8-15: Vergleich der Explosionstests mit den Rechenwerten durch die Näherungsformel für die untere Explosionsgrenze nach Bartknecht

Analog zu den Betrachtungen der Näherungsgleichungen nach Le Chatelier wird prinzipiell eine gute Näherung erreicht. Als ein maßgeblicher Unterschied zu Le Chatelier ist die geringe Differenz zwischen Mess- und Rechenwert (als Sicherheitspuffer) zu erwähnen, da zumindest einer der Messpunkte Teil der Näherungsrechnung ist und die somit die Kolonne tabellarischer Rechenwerte im besagten Punkt ident mit dem Explosionstestergebnis ist. Es ergeben sich somit für Rechenwerte unter der Referenztemperatur höhere Werte als sie sich durch die Explosionstests ergeben. Für die Annäherung der oberen Explosionsgrenze zur Berechnung der Temperaturabhängigkeit der Kenngrößen wird Glg. 8-4 herangezogen.

$$UFL_{\text{Gemisch},T} = UFL(T_B) * \left[1 + \frac{T - T_B}{T_F + T_B} \right] \quad \text{Glg. 8-4}$$

$UFL_{\text{Gemisch},T}$... obere Explosionsgrenze des Gasgemisches aus dem Explosionstest [%Vol_{Brst.}]

T ... betrachtete Gemischtemperatur [K]

T_B ... Gemischtemperatur des Bezugsexplosionstests [K]

T_F ... maximale adiabate Flammtemperatur des Brenngasgemisches aus Messung an der oberen Explosionsgrenze [K]

Im Vergleich der Rechenwerte zu den Resultaten der Explosionstests zeigen sich, wie in Abbildung 8-16 dargestellt, entsprechend große Abweichungen für die obere Explosionsgrenze. Durch die Näherungsformel wird die Geradensteigung der Messwertketten ungenügend angenähert, die zu eher konservativen Berechnungsergebnissen hinsichtlich praktischer Relevanz führen. Im oberen Temperaturbereich werden die entsprechenden Explosionsgrenzen für brennbare Einzelkomponentengemische überschritten.

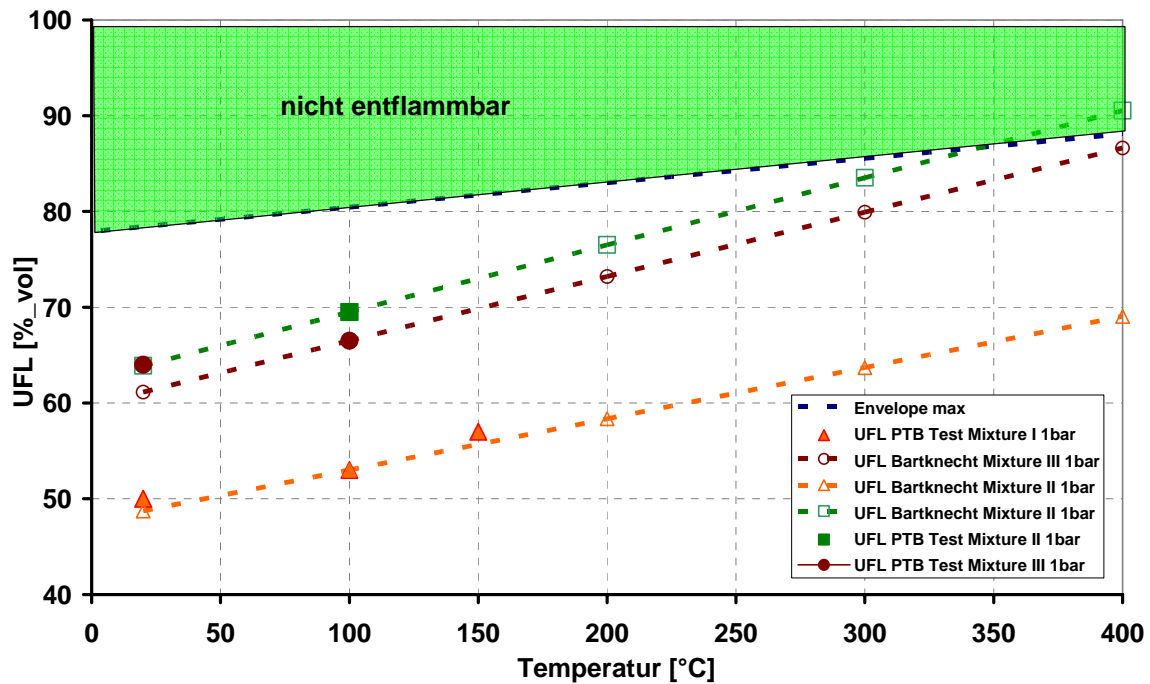


Abbildung 8-16: Vergleich der Explosionstests mit den Rechenwerten durch die Näherungsformel für die untere Explosionsgrenze nach Bartknecht

Abschließend kann gefolgert werden, dass auf Grund der gewählten Berechnungsbasis für die temperaturabhängigen Explosionsgrenzen (mittlere adiabaten Flammtemperaturen der Zündgrenzen) mit dem Ansatz von Bartknecht [77] die chemisch/physikalischen Eigenschaften der Gasmische aus Biomassevergasanlagen nicht zufriedenstellend abgebildet werden können.

8.2.2.3 Verbrennungstheoretischer Ansatz mit Hilfe laminarer Flammgeschwindigkeiten [78], [79]

In der Theorie innermotorischer Verbrennungsvorgänge und Limits der Nutzbarkeit brennbarer Gasmische in Verbrennungskraftmaschinen werden laminare und turbulente Flammausbreitungsgeschwindigkeiten als Beurteilungsbasis für die Verwendbarkeit herangezogen. Kernaussage der Rechen- bzw. Messgröße der Flammausbreitungsgeschwindigkeiten ist die Brennbarkeit für die Gasmische in Abhängigkeit der Luftüberschusszahlen. Zur Berechnung der laminaren Flammgeschwindigkeit gibt es eine Reihe von Berechnungsansätzen, die auf ihre Verwendbarkeit untersucht wurden. Die in Glg. 8-5 angeführte Berechnungsmöglichkeit [63] liegt der Betrachtung für die Explosionsgrenzen zur Verfügung.

$$u_0 = \frac{(0,13 * T_{Fl,adiabat} - 108) * v_{H_2} + (0,016 * T_{Fl,adiabat} - 18) * v_{CO} + (0,043 * T_{Fl,adiabat} - 44) * v_{CH_4}}{v_{CH_4} + v_{CO} + v_{H_2}}$$

Glg.
8-5

u_0 ... laminare Flammausbreitungsgeschwindigkeit des Gasmisches [cm/s]

$T_{Fl,adiabat}$... adiabate Flammtemperatur des Gasmisches [K]

v_i ... Volumenkonzentration der Gaskomponenten H_2 , CO , CH_4 [%-Vol.]

Obige Berechnungsvorschrift basiert ähnlich wie bei der Herangehensweise nach Bartknecht auf Errechnung der adiabaten Flammtemperaturen in Abhängigkeit von Luftüberschusszahlen im Brennstoff-Luftgemisch. Einflussgrößen, die durch die Inertgasanteile im Treibgas, werden prinzipiell in die Berechnung eingeschlossen. Die dadurch erhaltenen Flammausbreitungsgeschwindigkeiten lassen Aussagen, entsprechend dem Ansatz nach Bartknecht, über Entflammbarkeit und über die zu erwartenden Flammausbreitung zu. Für die Verwendbarkeit von Gasmischen in Verbrennungskraftmaschinen sind Limits durch Flammenausbreitungsgeschwindigkeiten bekannt, die im Bereich zwischen 5-10 cm/s liegen. Wie in Abbildung 8-17 dargestellt, wurde für das Verbrennungslimit bzw. Brennbarkeitslimit eine Flammgeschwindigkeit von 10 cm/s gewählt.

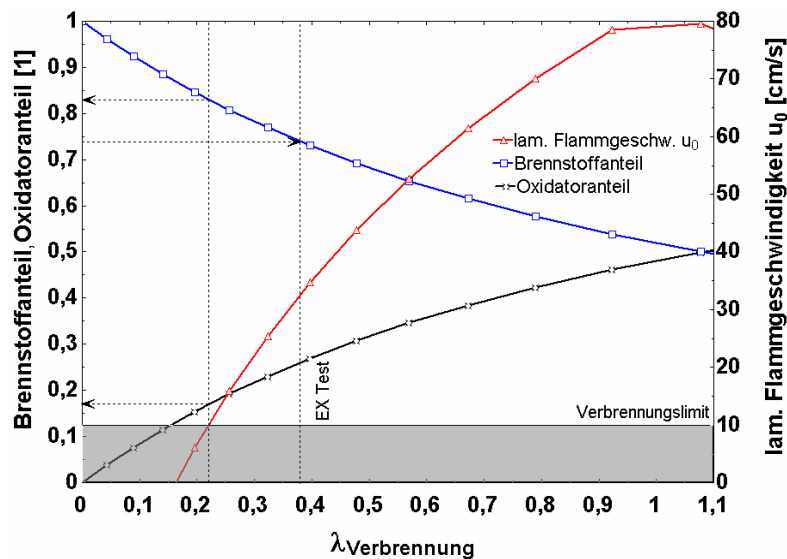


Abbildung 8-17: Laminare Flammgeschwindigkeit für das Gasmisch Mix II in Abhängigkeit der Luftüberschusszahl für unterstöchiometrische Brenngasgemische für 1 bar_{abs} und 20 °C

Aus obiger Abbildung lässt sich durch Ermittlung des Schnittpunktes von Verbrennungslimit und laminarer Flammgeschwindigkeit die Luftüberschussüberzahlen, sowie die Zündgrenzen durch Ermittlung des Brennstoffanteils festlegen. Im Vergleich dazu sind die Ergebnisse aus dem Explosionstest aufgetragen. Hinsichtlich der errechneten Werte an der oberen Explosionsgrenze liegen die errechneten Werte unter den gemessenen Werten aus dem Test. Analog dazu kann die untere

Explosionsgrenze, die dem überstöchiometrischen Brenngasgemisch zuzuordnen ist, ermittelt werden – siehe Abbildung 8-18.

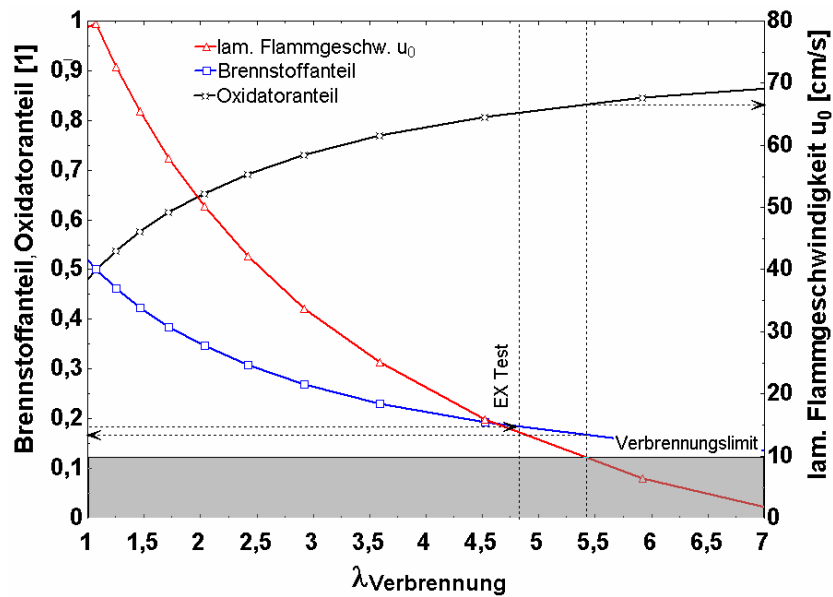


Abbildung 8-18: Laminare Flammgeschwindigkeit für das Gasgemisch Mix II in Abhängigkeit der Luftüberschusszahl für überstöchiometrische Brenngasgemische für 1 bar_{abs} und 20°C

Die in Abbildung 8-17 und Abbildung 8-18 dargestellten Rechenergebnis der stöchiometrieabhängigen Flammgeschwindigkeiten sind für einen bestimmten Druck und eine bestimmte Temperatur gültig. Um den Temperatureinfluss darstellen zu können ist die analoge Darstellungsweise, wie für die übrigen untersuchten Berechnungsmodelle gewählt worden. Die Annäherung der Explosionsgrenzen erfolgt mit unzureichender Genauigkeit, liegt jedoch auf der sicheren Seite der Berechnung des Explosionsparameters - gegenüber der Wahl der Explosionsgrenzen für die am leichtesten entzündliche Komponente bringt diese Annäherungsrechnung jedoch keine Verbesserung.

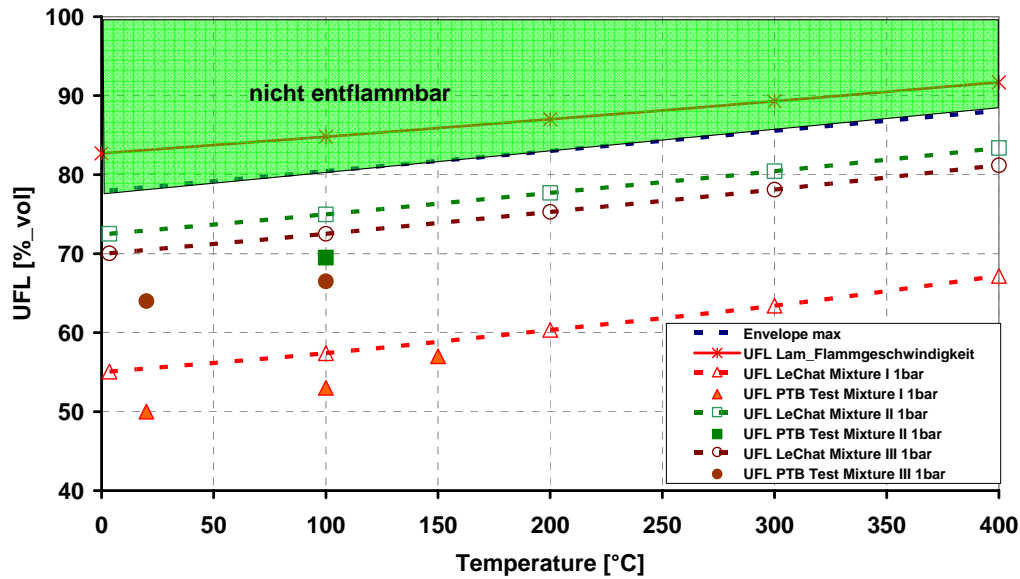


Abbildung 8-19: Vergleich der Explosionstests mit den Rechenwerten mit den Ansatz der Berechnung laminarer Flammgeschwindigkeiten für die obere Explosionsgrenze

In Abbildung 8-20 sind die errechneten Werte für die untere Explosionsgrenze dargestellt. Die Ergebnisse zeigen eine gute Übereinstimmung mit entsprechender Sicherheit gegenüber den durchgeführten Explosionstests.

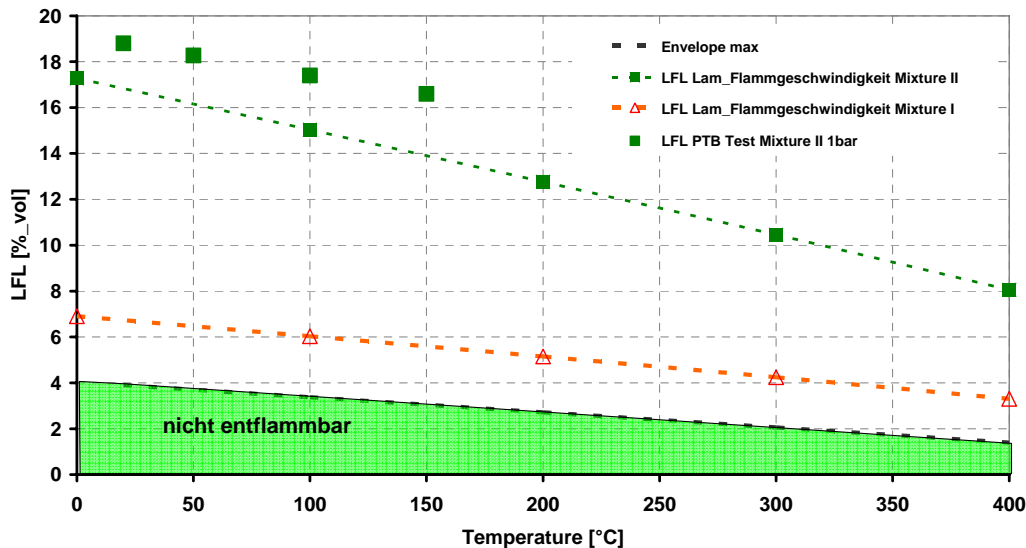


Abbildung 8-20: Vergleich der Explosionstests mit den Rechenwerten mit den Ansatz der Berechnung laminarer Flammgeschwindigkeiten für die untere Explosionsgrenze

8.3 Explosionsdruck

Neben der Betrachtung der Entflammargrenzen bilden Explosionsdrücke von Gasgemischen und deren Druckausbreitung bei Explosionsvorgängen eine zweite Gruppe wichtiger Explosionskenngrößen. Im grundsätzlichen Zugang stellen

ermittelte Kenngrößen über die Explosionsgrenzen Informationen zur Vermeidung von explosiven Gasgemischen zur Verfügung, wogegen Stoffwerte über maximale Explosionsdrücke und Explosionsdruckanstiege (Heftigkeit der Explosion von Stoffwerten) zur Erhöhung der Sicherheit durch Abwehr von Auswirkungen durch Explosionserscheinungen (druckfeste Bauweise, Explosionsdruckentlastung etc. – entsprechende Tertiärmaßnahmen) beitragen.

Der **maximale Explosionsdruck** ist der unter vorgeschriebenen Versuchsbedingungen ermittelte höchste Druck, der in einem geschlossenen Behälter bei der Explosion einer explosionsfähigen Atmosphäre auftritt. Bestimmend für den maximalen Explosionsdruck sind die Anfangstemperatur, Anfangsdruck, Sauerstoffanteil im explosionsfähigen Gemisch, Turbulenz im explosionsfähigen Gemisch, Größe und Form des Behälters sowie Art und Energie der Zündquelle. Im Rahmen der Durchführung von Explosionstests sind diese Randbedingungen entsprechend der angewendeten Norm prEN 13763-1 [80] genau definiert. Diese Norm definiert den maximalen Explosionsdruck als Absolutdruck.

Der **maximale Explosionsdruckanstieg** ist der unter vorgeschriebenen Versuchsbedingungen höchste ermittelte Druckanstieg in einem geschlossenen Behälter bei der Explosion einer explosionsfähigen Atmosphäre – die genormte Durchführung der Explosionstests ist durch die prEN 13763-2 [81] festgelegt.

In der Literatur ist eine Reihe von Berechnungsverfahren in Bezug auf die Ermittlung von Explosionsdrücken angeführt, die auf ihre Anwendbarkeit untersucht wurden. Für die in Produktgasen aus Biomassevergasungsanlagen enthaltenen brennbaren Komponenten sind die maximalen Explosionsdrücke in Tabelle 8-1 verzeichnet.

Tabelle 8-1: Maximaler Explosionsdruck für brennbaren Komponenten von Produktgasen aus Biomassevergasungsanlagen, [82]

Component	p_{\max} [bar] ¹⁾
CH ₄	8,3
H ₂	7,9
CO	8,2

¹⁾ Bedingungen, 20°C, 1bar

Die Berechnungsverfahren sind mit publizierten Stoffwerten für die Reinsubstanzen sowie mit den durchgeführten Explosionstests der Produktgasgemische verglichen worden. Neben empirischen und semiempirischen Berechnungsverfahren kommen auch Berechnungsverfahren, die auf der thermodynamischen Zustandsänderungsrechnung beruhen, zum Einsatz. Bei derartigen Berechnungsverfahren werden der Explosionsvorgang und die daraus resultierenden Explosionsdrücke durch die Errechnung maximaler adiabater Flammtemperaturen mit der damit verbundenen Drucksteigerung im Gleichraumprozess errechnet. Für die Betrachtung des Explosionsvorganges im geschlossenen Behälter wird das in dargestellte Abbildung 8-22 Vergleichssystem herangezogen.

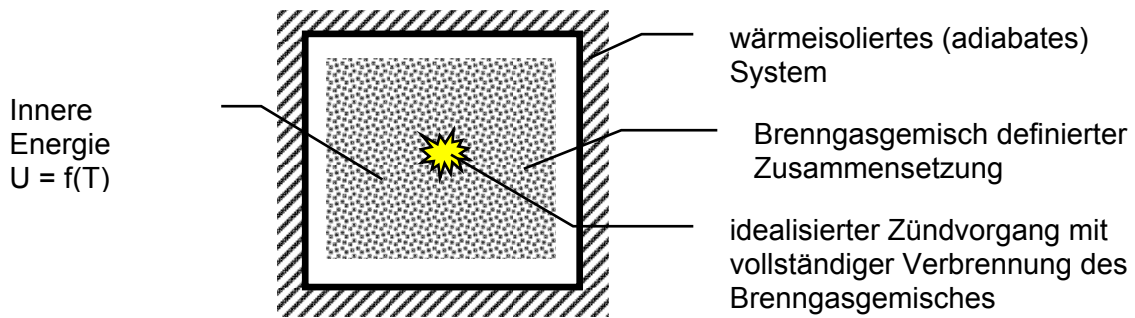


Abbildung 8-21: Idealisiertes Vergleichssystem zur thermodynamischen Nachbildung eines Explosionsvorganges in der Gleichraumverbrennung [83]

Die Explosionsvorgänge werden durch Anwendung der Energie- und Stoffbilanz vor- und nach der Zustandsänderung (Explosion) abgebildet. Die am Explosionsvorgang beteiligten Gaskomponenten unterliegen den Berechnungsvorschriften idealer Gase. Der Berechnung liegen die entsprechenden Stoffwerte auf einschlägigen Stoffwertesammlungen zu Grunde.

Nach erfolgter idealisierter Zündung im Vergleichssystem wird die vorhandene Brennstoffenthalpie (Heizwert der brennbaren Gase) in innere Energie des oxidierten Abgasgemisches umgewandelt – siehe Glg. 8-6 [83], [75].

$$U_{\text{Brenngemisch}}(T_{\text{Gemisch}}) + H_{u,\text{Brenngemisch}}(T) = U_{\text{Abgas}}(T_{\text{Abgas}})$$

Glg. 8-6

$U_{\text{Brenngemisch}}(T_{\text{Gemisch}})$... Innere Energie des Brenngasgemische als Funktion der Temperatur (vor der Explosion)

$H_{u,\text{Brenngemisch}}(T)$... Heizwert des Brenngasgemisches

$U_{\text{Abgas}}(T_{\text{Abgas}})$... Innere Energie des Abgasgemisches als Funktion der Temperatur (nach der Explosion)

Für die Betrachtung der Drucksteigerung, resultierend aus der Berechnung der Abgasgemischtemperatur nach Glg. 8-6, ergibt sich für den maximalen Explosionsdruck nach der idealen Gasgleichung (entspr. Glg. 8-7), (Ansatz: $p \cdot V = \text{const.}$) [83], [75] folgender Zusammenhang:

$$p_{ad,max.} = p_0 * \frac{T_{Abgas}}{T_{Gemisch}}$$

Glg. 8-7

$T_{Gemisch}$... Temperatur des Brenngemisches (vor der Explosion) [K]

T_{Abgas} ... Temperatur des Abgasgemisches (nach der Explosion) [K]

$p_{ad,max.}$... Theoretischer maximaler Explosionsdruck (absolut) auf Basis des Ansatzes der Gleichraumverbrennung

p_0 ... Absolutdruck im Vergleichssystem vor der Explosion (i.R. Umgebungsdruck)

Bei der Bearbeitung bzw. der Verwendung unterschiedlichster Berechnungsprogramme, die Stoffwertdatenbanken enthalten, wurden abweichende Rechenresultate erzielt – siehe Abbildung 8-22.

Oftmalig werden in Berechnungsversuchen auf Grund der besseren Verfügbarkeit in Simulationsmodulen (Simulation der Verbrennung in Gleichdruckreaktoren, Kesseln – sehr häufige Engineeringanwendungen) Vergleichsmodelle verwendet, die unter Annahme der Gleichdruckverbrennung adiabate Flammentemperaturen berechnen und diese mit der Berechnung maximaler theoretischer Explosionsdrücke kombinieren. Thermodynamisch betrachtet sind derartige Berechnungsansätze zur Abbildung der Zustandsänderungen explosionsartiger Vorgänge unrichtig.

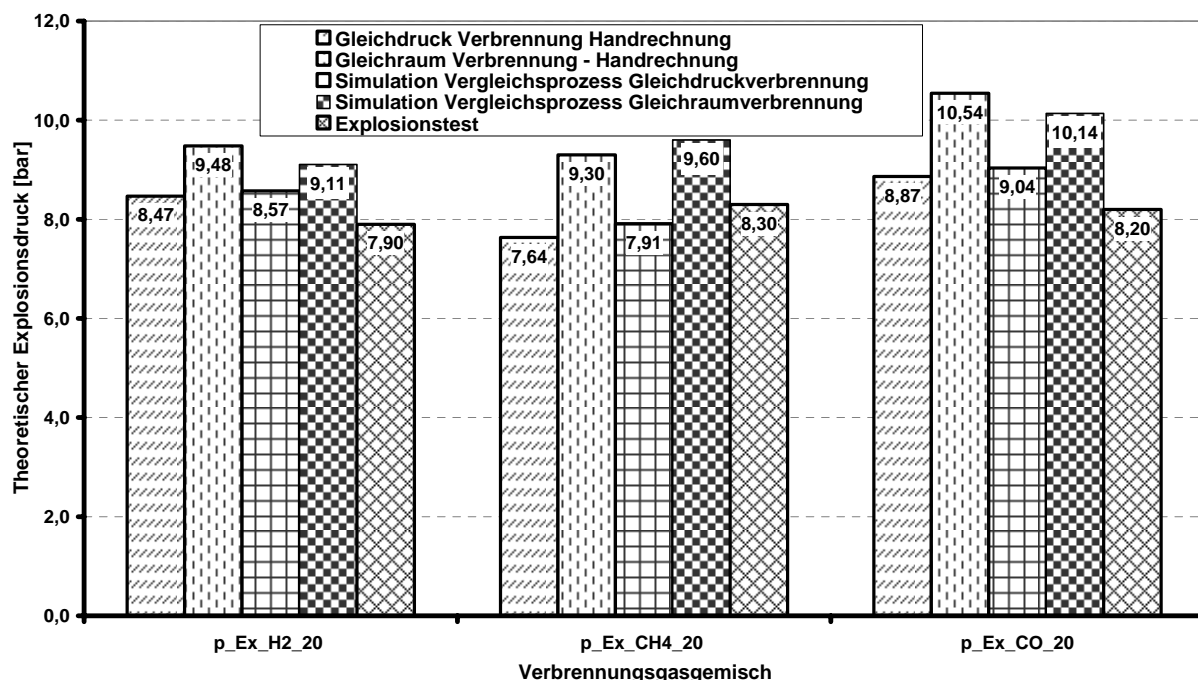


Abbildung 8-22: Maximaler Explosionsdruck für Brenngasgemische aus den brennbaren Gasen H₂, CH₄ und CO für stöchiometrische Zusammensetzung

Gemäß Thermodynamik ergeben sich für den Gleichraumprozess höhere theoretische Explosionsdrücke ($V=\text{konst.}$), die darin begründet sind, dass gegenüber der

Gleichdruckverbrennung, keine Ausschiebearbeit geleistet wird und dies daher dem Verbrennungsgasgemisch in Form von innerer Energie erhalten bleibt. Die generell höheren Werte für die theoretisch maximalen Explosionsdrücke kommen durch die Annahme idealisierter Rahmenbedingung der ablaufenden Verbrennungs- bzw. Explosionsvorgänge zustande (adiabate Zustandsänderung, kein Wärmeaustausch mit der Wandleitung des Explosionsgefäßes, vollständige und 1-stufige Verbrennung, Berechnung mittlerer Änderungsarbeit der inneren Energie) [77].

In die Berechnung fließt daher der Ausgangsdruck des Explosionsvorganges, die Temperatur des Brenngasgemisches und die der Explosionsreaktion zugeführte Brennstoffmenge bedingt durch variierende Verhältnisse brennbarer und inerter Brenngaskomponenten, ein. Bedingt durch diese große Anzahl beeinflussender Parameter, die maßgeblich Höhe und Heftigkeit der Explosionsparameter beeinflussen, wurden Explosionstests mit dem Ziel der messtechnischen Bestimmung in Auftrag gegeben – Ergebnisse siehe Tabelle 8-2.

Tabelle 8-2: Maximale Explosionsdrücke ermittelt aus Explosionstest für $p_0=1\text{bar}$, [84]

EX TEST	$p_{\max, 20^\circ\text{C}}$	$p_{\max, 100^\circ\text{C}}$
	[bar _{abs}]	[bar _{abs}]
Mixture I	8	6,5
Mixture II	6	5
Mixture III	6,5	5,5

Diese ermittelten Werte stellen maximale Explosionsdrücke für die repräsentativen Produktgasgemische I bis III dar, die als Validierungsgrundlage bei der Nachbildung von maximalen Explosionsdrücken bei von der mittleren Produktgaszusammensetzung abweichenden Gaskomponentenkonzentrationen dienen. Entsprechend der Berechnung für Brenngaskomponenten mit einer brennbaren Komponente in Luft wurden die verschiedenen Produktgasgemische der Vergleichsprozessrechnung zugeführt. Für das Produktgasgemisch II ergeben sich die in Abbildung 8-23 dargelegten Werte für die maximalen Explosionsdrücke in Abhängigkeit der Brenngemischtemperaturen vor der Explosion.

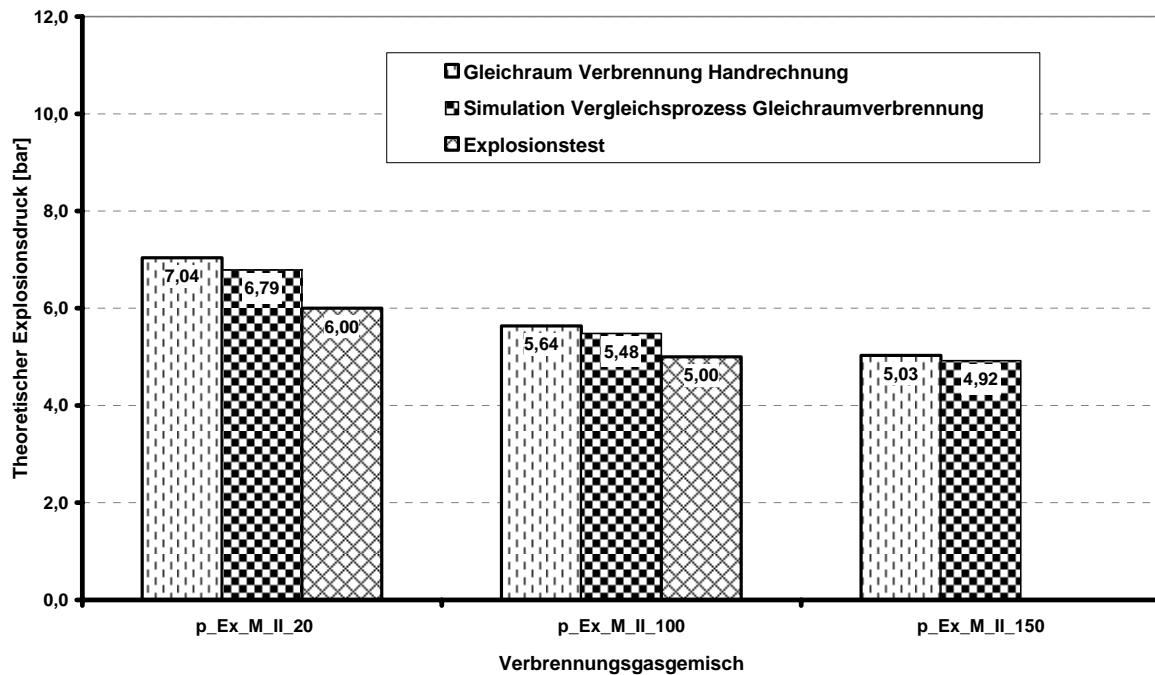


Abbildung 8-23: Ergebnisse von der Berechnung von Explosionsdrücken unterschiedlicher Berechnungsverfahren im Vergleich zu Werten durchgeführter Explosionstests für die Produktgaszusammensetzung Mixture II und steigenden Brenngasgemischtemperaturen (1 bar_{abs} bei 20°C, 100°C und 150 °C) [84]

Auf die Möglichkeit der Berechnung mit dem Vergleichsprozess der Gleichdruckverbrennung wurde für die untersuchten Brenngasgemische verzichtet. Die Ergebnisse bestätigen den Trend in der Abweichungsanalyse unter den oben genannten Prämissen bei der Anwendung des thermodynamisch unrichtigen Ansatzes bei der Simulation mit dem Gleichdruckverbrennungsprozess. Des Weiteren ist mit steigender Gemischtemperatur sowohl die Abnahme des theoretischen als auch gemessenen maximalen Explosionsdruck festzustellen. Diese Tatsache beruht auf abnehmenden Gasdichten (d.h. geringere Stoffmenge im verwendeten, abgegrenzten Explosionsvolumen) mit steigender Brenngemischtemperatur und der Begrenzung der adiabaten Flammentemperatur nach oben – eine Steigerung der Brenngemischtemperaturen hat nicht zwingender Weise die Steigerung der erreichten Flammentemperatur bedingt durch temperaturlimitierende Stoffeigenschaften der Verbrennungsabgase (Wärmekapazitäten, Dissoziationseffekte etc.) zur Folge.

In Abhängigkeit des verwendeten Vergasungsverfahrens werden auf Grund verfahrensimmanenter Randbedingungen (Vergasungsmedium, Temperaturregime im Reaktor, etc.) unterschiedlichste Gasqualitäten hinsichtlich der Produktgasbelastung mit Verunreinigungen (Teer, Staub etc.) und der Zusammensetzung mit Permanentgasen erreicht. Für die Abschätzung der Explosionskenngößen kann die in Abbildung 8-24 ersichtliche Parameterdarstellung bei abweichenden Produktgaszusammensetzungen von der durch die Explosionstests ermittelten Explosionsparameter herangezogen werden, um z. B. zu erwartende Explosionsdrücke bei konstantem Wasserstoff- und Kohlenmonoxid-Volumengehalt in Abhängigkeit variierender Brenngemischtemperaturen und variierendem Methangehalt bestimmen zu können.

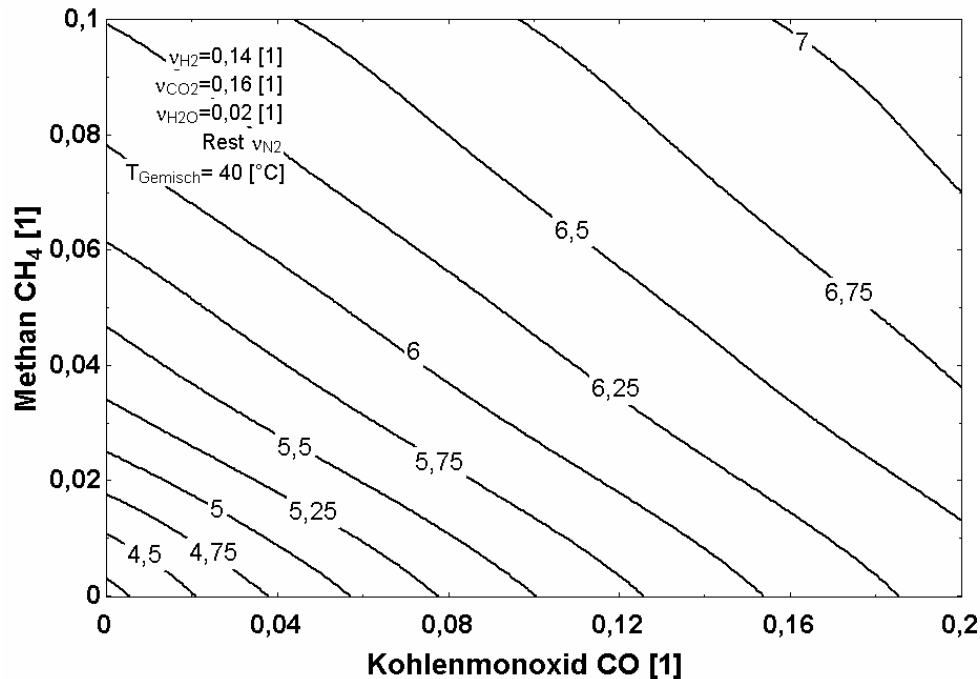


Abbildung 8-24: Ermittlung theoretischer maximaler Explosionsdrücke auf der Berechnungsbasis der Gleichraumverbrennung in Abhängigkeit des Methangehalt und des Kohlenmonoxidgehaltes bei festgelegtem Wasserstoff-, Kohlendioxid-, Wasserdampf- und Stickstoffgehalt sowie für eine Gemischtemperatur von 40°C

Die Rechenergebnisse beinhalten Werte für die theoretischen Explosionsdrücke für 14 %-Vol. Wasserstoff und 17 %-Vol. Kohlenmonoxid. Die Steigerung der Volumenkonzentration für Methan geht zu lasten des im Produktgas enthaltenen Stickstoffvolumenanteils – sichere Seite für die Angaben zu erwartender Explosionsdruckparameter hinsichtlich unbeachteter Einflussgrößen, sowie Rechengenauigkeiten bezüglich der Idealisierung des gewählten Vergleichsprozesses).

Als weitere wichtige Explosionskenngröße ist neben Werten für die Explosionsgrenzen und maximal auftretender Explosionsdrücke der maximale Explosionsdruckanstieg als Maß für die Heftigkeit von Explosionen und als entscheidende Stoffwertgröße für die Konzipierung z. B. Druckentlastungseinrichtung als tertiäre Explosionsschutzmaßnahme zu nennen. Für die untersuchten Stoffgemische wurden folgende Stoffwerte ermittelt.

Tabelle 8-3: Maximaler zeitlicher Explosionsdruckanstieg ermittelt aus Explosionstest für $p_0=1\text{bar}$ [84]

EX TEST	$(dp/dt)_{\text{max}, 20^\circ\text{C}}$	$(dp/dt)_{\text{max}, 100^\circ\text{C}}$
	[bar/s]	[bar/s]
Mixture I	690	670
Mixture II	130	150
Mixture III	150	170

Der maximale Explosionsdruckanstieg weist analog zu den angeführten Stoffwerten eine Beeinflussung durch limitierende Randbedingung des Explosionsvorganges wie Ausgangsdruck, Ausgangstemperatur, Turbulenz etc. und im entscheidenden Maße die Behältergröße. Ähnliche Effekte bei den Stoffwerten für die Explosionsgrenzen und Explosionsdrücke sind hinsichtlich der Wandeffekte, Art der Zündvorrichtung etc. bekannt, werden jedoch durch die Normierung der Ermittlungs- und Messverfahren sowie Messapparaturen berücksichtigt.

Durch eine Reihe von Messkampagnen wurde ein systematischer Einfluss durch die Größe des Explosionsgefäßes nachgewiesen. In der Grundtendenz kann eine Abnahme des maximalen zeitlichen Druckanstieges bei größer werdenden Explosionsgefäßen festgestellt werden. Ausgehende ermittelten Explosionskennwerten aus Explosionstests kann mit Hilfe des kubischen Gesetzes die „Explosionskonstante K_G “ ermittelt werden – siehe Glg. 8-8.

$$K_G = \left(\frac{dp}{dt} \right)_{\max} * V^{\frac{1}{3}} = konst \quad \text{Glg. 8-8}$$

K_G ... Explosionskonstante für Gasexplosionen [bar/s*m]

$\left(\frac{dp}{dt} \right)_{\max}$... Maximaler zeitlicher Druckanstieg des explosionsfähigen Gemisches aus dem Explosionstest [bar/s]

V ... Volumen des Behälters [m³]

Die Berechnung des maximalen zeitlichen Druckanstieges setzt die Kenntnis über das Ermittlungsverfahren für das Zustandekommen der Explosionstestwerte bezüglich der (Volumen, charakteristische Abmessungen) voraus. Die in Abbildung 8-25 dargestellten K_G - Werte des Gasgemisches Mixtur II zeigen die starke Abhängigkeit des Parameters von Behältervolumen.

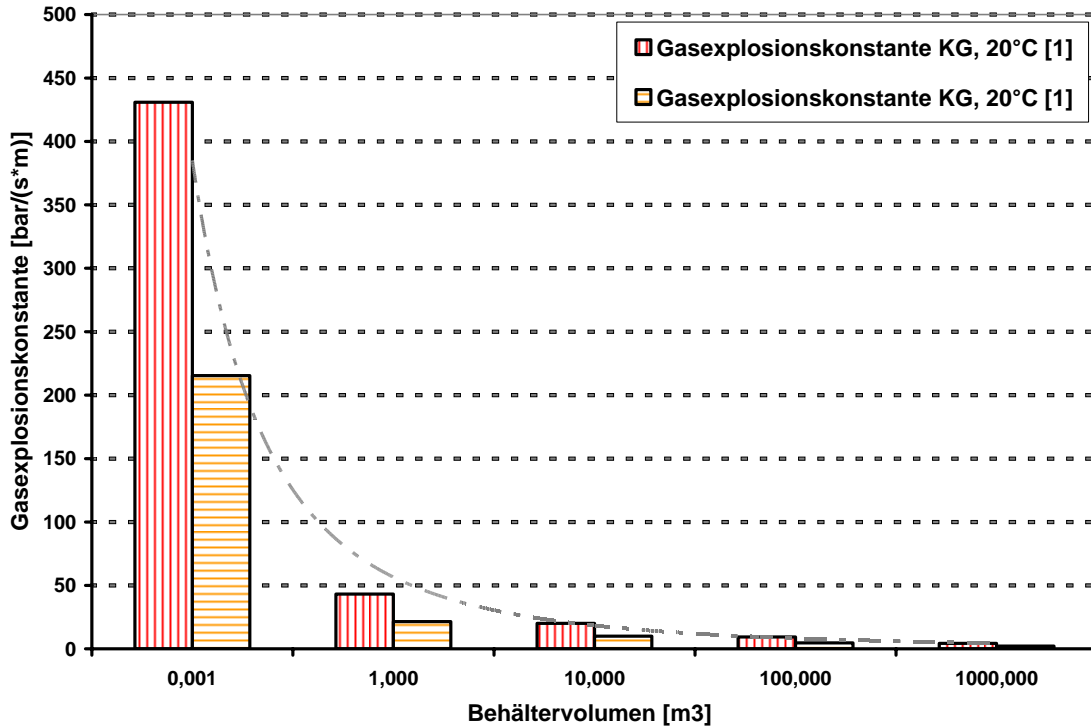


Abbildung 8-25: Gasexplosionskonstante für Mixture II in Abhängigkeit des Behältervolumens für verschiedene Gemischtemperaturen [75]

Obiger Sachverhalt wird auf verschiedenste Effekte zurückgeführt - im Wesentlichen aber durch die Reaktionskinetik, das zeitliche Fortschreiten von Flammenfronten und der Abnahme der Gasdichten mit steigender Gemischtemperatur, bestimmt. Die Anwendung des kubischen Raumgesetzes stellt die Möglichkeit für eine rechnerische Nachbildung der durch die Kubatur bedingten Effekte dar, ist jedoch nicht uneingeschränkt anwendbar! Besonders bei Explosionsvorgängen, die maßgeblich durch Turbulenzeffekte gekennzeichnet sind, ergibt die Anwendung des kubischen Gesetzes keine zufrieden stellenden Werte.

8.4 Exemplarische Anwendung der ermittelten Explosionsparameter auf die Versuchsanlage des IWT

Im Rahmen der Anwendung ermittelter Explosionsparameter sind die Gegebenheiten des Anlagenprozesses (Drücke und Temperaturen etc.) einzubeziehen. In Abbildung 8-26 sind die entsprechenden Druck- und Temperaturverläufe über dem Anlagenprofil aufgetragen.

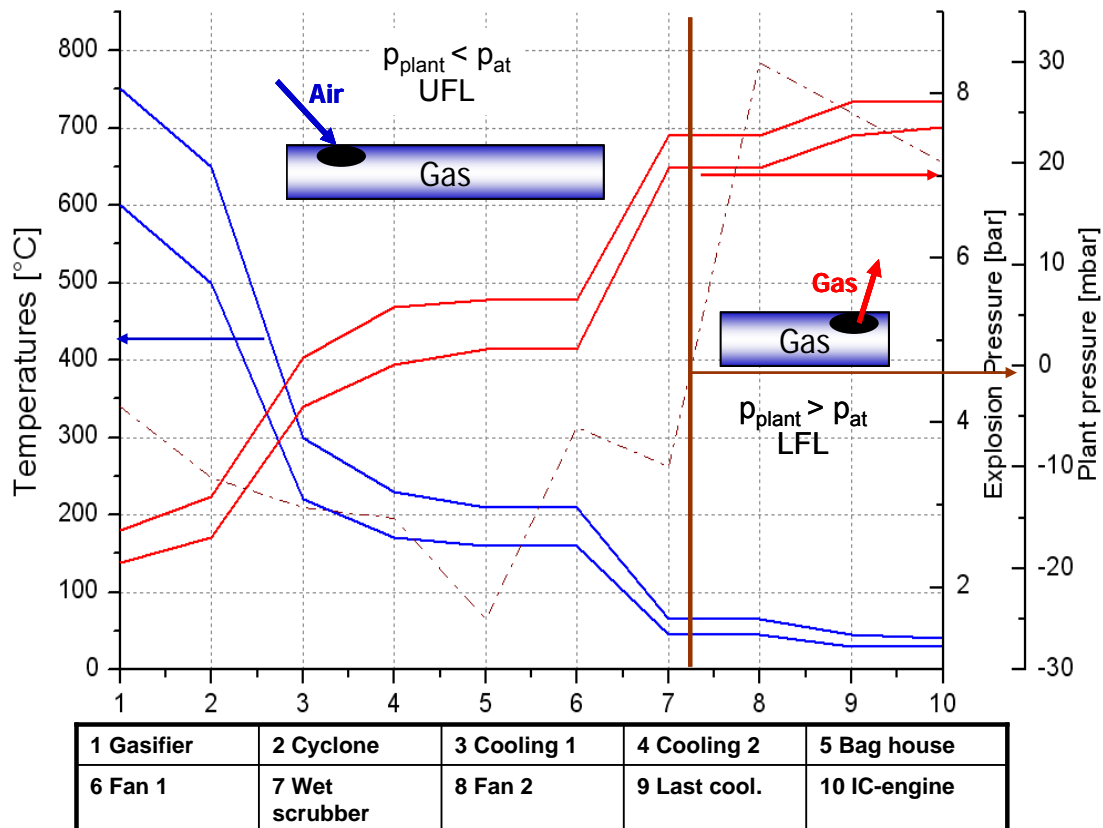


Abbildung 8-26: Anlagendruck-, Temperatur- und theoretischer Explosionsdruckverlauf (gerechnet als Explosionsdruck im geschlossenen System) über der Gesamtanlage mit der Betrachtung relevanter Anlagenbereiche bezüglich zu betrachtender Zündgrenzen gerechnet für Methan und im Normalbetriebsfall

Hinsichtlich der Anwendung der Explosionsgrenzen ist auf verfahrensbedingte Betriebdrücke in den Anlagenteilen (siehe braun-strichpunktierte Linie) für den Normalbetriebsfall zu betrachten. In der Anlage sind entsprechende Produktgasgebläse zur Gasförderung installiert – Anlagenbereiche werden im leichten Unterdruck betrieben, Anlagenbereich nach dem Hauptproduktgasgebläse wird im leichten Überdruck betrieben. Diese Konstellation bedingt die Überwachung der oberen Explosionsgrenzen vor dem Produktgasgebläse (Luftsauerstoff kann über Undichtigkeiten in die Anlage gesaugt werden) und die Überwachung der unteren Explosionsgrenzen um Anlagenbereiche, die nach dem Hauptproduktgasgebläse (Produktgas kann durch Undichtigkeiten aus der Anlagen austreten) angeordnet sind und entsprechend im leichten Überdruck betrieben werden.

Hinsichtlich erreichbarer Explosionsdrücke sind exemplarisch die maximalen theoretischen Explosionsdrücke für reines Methan über dem Anlagenverlauf bzw. bedingt durch den Ablagentemperaturverlauf, berechnet als Explosionsdrücke im geschlossenen System (siehe blaue Verlaufslinien), dargestellt. Den errechneten Momentanwerten liegt die Berechnung nach dem Gleichraumverbrennungsvergleichsprozess ohne Berücksichtigung der Interaktion von explosionsdynamischen Effekten (Explosionen in gekoppelten Behältern, Explosionsaufbreitung von heißen in kalte Anlagenbereiche, etc.) zu Grunde.

Diese grundsätzliche Einordnung der Anlagenbereiche dient der Bemessung der entsprechenden Explosionsschutzmaßnahmen zum primären, sekundären und tertiären Explosionsschutz.

Generell soll an dieser Stelle auf Kapitel 5.2 verwiesen werden. In weiterer Folge sind hier lediglich beispielhaft unterschiedlich mögliche Sicherheitsmaßnahmen der jeweiligen Stufe zusammengefasst, deren wesentlichste Charakteristika in Abbildung 8-27 dargestellt sind.

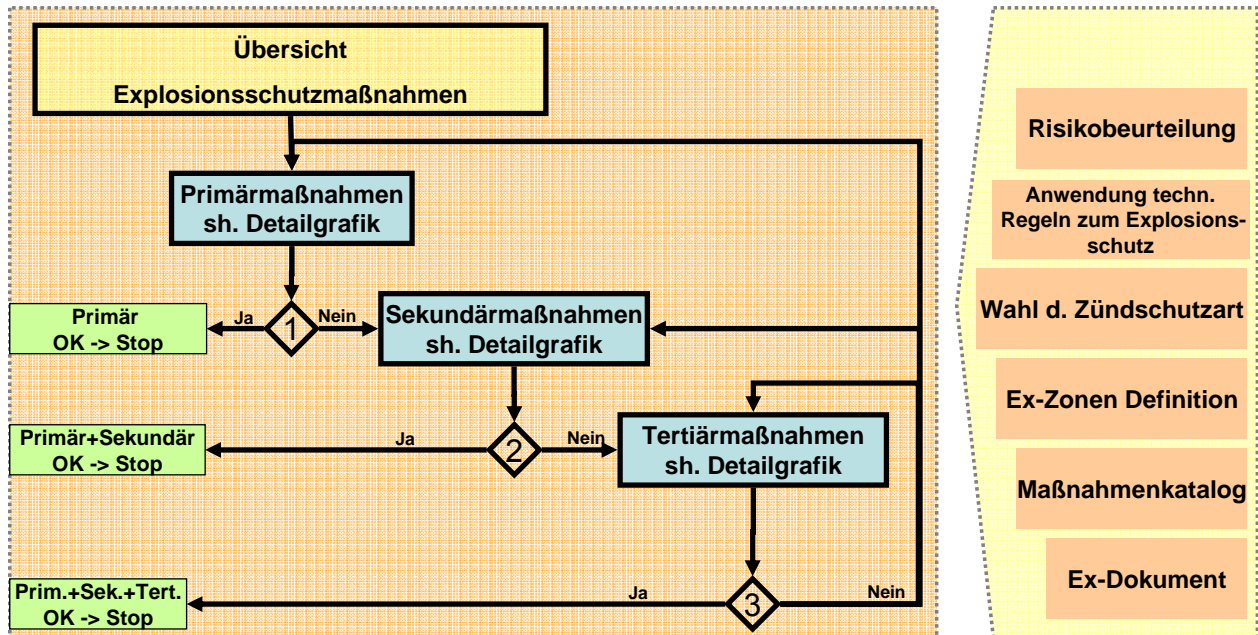


Abbildung 8-27: Verschiedene Explosionsschutzarten, deren Wirkmechanismen und wesentliche, zu beachtende Rahmenbedingungen/Kriterien

8.4.1 Primärer Explosionsschutz - Explosionsgrenzen

Die Maßnahmen zum primären Explosionsschutz umfassen die Überwachung und Verhinderung von explosionsfähigen Produktgasgemischen (siehe Kapitel 5.2.4.2). Anlagentechnisch gibt es eine Reihe von Lösungsansätzen die für den Bedarfsfall angepasst werden müssen. Die Möglichkeiten zur entsprechenden Ausführung umfassen die Anwendung:

- ortsfester Gaswarnanlagen im Anlagenbereich,
- Sauerstoffsensoren in der Anlage,
- wiederkehrende Dichtheitsüberprüfungen von Anlagenteilen (nur Überdruckprüfung möglich!),
- Inertisierung,
- Spülung der Anlagenbereich mit Inertgas,
- Lüftungsanlagen,
- Speziell adaptierte Anlagenanfahr-, Anlagennormalbetriebs-, Anlagenabfahr- und Anlagennotfallprozeduren, die durch ein adäquates Prozessautomatisierungssystem realisiert werden

Die Maßnahmen des primären Explosionsschutzes können, wie in Abbildung 8-28 dargestellt, zusammengefasst werden. Neben der Auswahl der technischen Gestaltungsmöglichkeit der Sensorik sind Überlegungen hinsichtlich der anzuwendenden Schwell- bzw. Grenzwerte für zulässige Sauerstoffkonzentrationen sowie über Sofortmaßnahmen zu treffen.

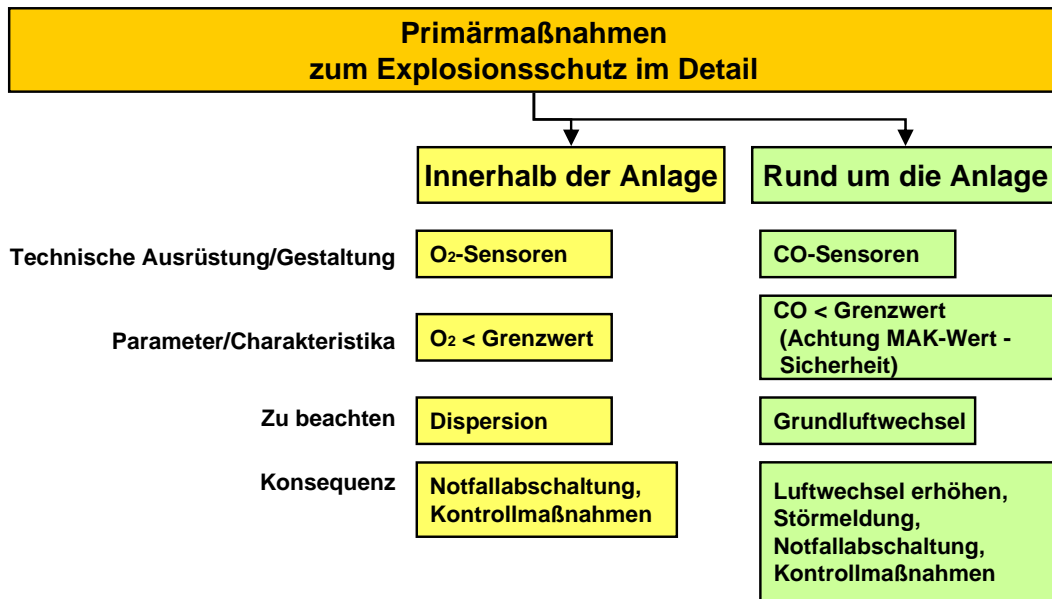


Abbildung 8-28: Möglichkeiten der Durchführung von primären Explosionsschutzmaßnahmen innerhalb und außerhalb der Anlage

Bei der Anwendung der Maßnahmen zum primären Explosionsschutz ist vor allem auf Dispersionseffekte in den Apparaten und im Anlagenbereich zu achten, die sich maßgeblich auf die Positionierung der Sensorik und Aktorik bzw. auf die Vorgabe von Schwellwerten für kritische Anlagenzustände hinsichtlich Explosionsgefahren auswirkt. Die Dispersionseffekte haben eine Verflachung des zeitlichen Messsignals während des Durchlaufs durch die Anlage zur Folge. Dies wird bedingt durch den Volumeninhalt der Anlagenapparate und die Durchmischung der Gaskomponenten in den einzelnen Volumina, die in einer Vermischung (Dispersion) gegenüber der idealen Plug Flow - Strömung resultiert – siehe Abbildung 8-29.

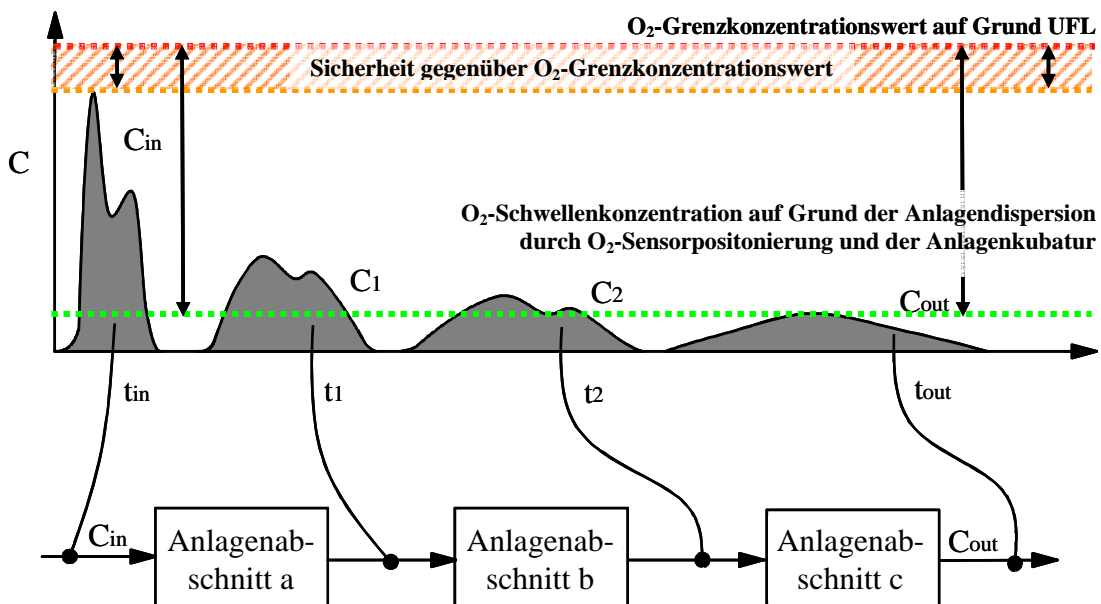


Abbildung 8-29: Dispersionseffekt in technischen Apparaten [85]

Die in obiger Abbildung dargestellten Konzentrationsverläufe ergeben sich bei der Betrachtung der Anlagendispersion für die Messung von Sauerstoffgrenzkonzentrationen – das zieht z. B. bei Sauerstoffeintritt im Messstreckenabschnitt a in die Anlage die Messung einer um ein vielfaches geringeren Sauerstoffkonzentration nach Messstreckenabschnitt c der Anlage nach sich.

Daraus ergibt sich, dass für die Einstellung der Schwellwerte Berechnungen oder Messungen mit Tracergasen an der Anlage zur Abbildung des Dispersionsverhaltens notwendig sind. Hinsichtlich der Schwellwerte für die maximal zulässigen Sauerstoffkonzentrationen an der Sauerstoffsensormessstelle können in erster Näherung ca. 10-20 % (genauer Wert durch Berechnung oder Messung) der jeweiligen, örtlich vorgelagerten Explosionsgrenzwerte angenommen werden.

Weiters wird auf die Möglichkeit der Temperaturüberwachung in heißen Anlagenabschnitten für den Explosionsschutz in Verbindung mit dem thermischen Anlagenschutz hingewiesen. In Biomassevergasungsanlagen kommt es nach dem Vergaseraustritt zu keiner Temperaturerhöhung (so eine Temperaturerhöhung z.B. in Nachbrennkammern zur Heißgasreinigung nicht gewollt herbeigeführt wird). Das erzeugte Produktgas wird der Gaskühlung zugeführt. Wird jedoch eine Temperaturerhöhung festgestellt, so kann dies auf Verbrennungsvorgänge im Gaserzeuger nachgelagerten Leitungssystem bzw. im Zyklon aufgrund von Undichtigkeiten und dem Einsaugen von Luftsauerstoff zurückzuführen sein. Die Verbrennung des Produktgas-Luftgemisches auf Grund der eingesaugten Leckageluftmengen durch Unterdruck in der Anlage setzt im Normalbetrieb spontan ein, weil die Selbstentzündungstemperaturen in der Regel überschritten werden. Selbstentzündungstemperaturen, die bei mittleren Gaszusammensetzungen für den IWT Festbettvergaser experimentell festgestellt wurden liegen im Bereich von 550-600°C. Die entsprechenden Vergaseraustrittstemperaturen im Normalbetrieb liegen über diesem Temperaturbereich. Gefahren auf Grund derartiger Leckagen gehen bei Überschreiten der Selbstentzündungstemperatur von der thermischen Bauteilüberlastung aus, da der Verbrennungsvorgang willkürlich abläuft und lokal sehr hohe Temperaturen auftreten können. Der Temperaturanstieg im Gaserzeuger nachgelagerten Leitungssystem ist nur durch eine Störabschaltung beherrschbar. Hinsichtlich des Explosionsschutzes ist nach einer derartigen Störabschaltung eine Drucküberwachung und Gaskonzentrationsüberwachung im umgebenden Anlagenbereich durchzuführen um Gasleckagen entsprechend aufzuspüren und Maßnahmen entsprechend Abbildung 8-28 durchführen zu können.

Eine Temperaturüberwachung bietet grundsätzlich keine Möglichkeit zur Feststellung von Leckagen oder möglichen Explosionsgefahren wenn die Selbstentzündungstemperatur unterschritten wird. Die Entstehung zündfähiger Gemische vor der Zündung durch das Erreichen der Selbstentzündungstemperatur z.B. beim Hochfahren der Anlage in Anlagenteilen, die im Unterdruck betrieben werden, ist daher in heißen Anlagenbereichen als sehr kritisch zu beurteilen. Diesbezüglich wird die Einhaltung der Schwellwerte für die Sauerstoffkonzentration empfohlen – vgl. Anlagendispersion und Abbildung 8-29.

8.4.2 Sekundärer Explosionsschutz

Im Rahmen des sekundären Explosionsschutzes geht man von der Vermeidung potentieller Zündquellen aus. Dies wird durch die Einteilung von Ex-Zonen erreicht (siehe Kapitel 5.2.4.2). In derartigen Ex-Zonen wird die Eintrittswahrscheinlichkeit des Auftretens einer explosionsgefährdeten Atmosphäre beurteilt und entsprechende Vermeidungsmaßnahmen gegen das Auftreten von Zündquellen ergriffen.

Als zusätzliche Entscheidungshilfe für die Einteilung von Ex-Zonen können die in Tabelle 8-4 angeführten Maximalzeitintervalle für das Auftreten von explosionsfähigen Atmosphären in und um diverse Anlagenbereiche herangezogen werden. Diese minimalen bzw. maximalen Zeitdauern sind **nicht** in den entsprechenden Richtlinien und einschlägigen Normen verankert, dienen in der Praxis [148] dennoch als Entscheidungshilfe.

Tabelle 8-4: Entscheidungshilfe für die Einteilung von Ex-Zonen, [148]

Ex-Zone	Zeitdauer des Auftretens einer explosionsfähigen Atmosphäre
Zone 0	> 1000 h/Jahr
Zone 1	10-1000 h/Jahr
Zone 2	<10 h/Jahr

Entsprechend der Festlegung der Zeitintervalle, in denen explosionsfähige Atmosphären auftreten, sind Risikobeurteilungen für die Gesamtanlage durchzuführen, um entsprechend den Abschätzungen entsprechend obiger Tabelle Überlegungen anzustellen.

In der Systematik erfolgt die Analyse prozessbedingten Gestaltung der Anlagenteile im Abgleich mit zu erwartenden potentiellen Zündquellen – siehe Abbildung 8-30.

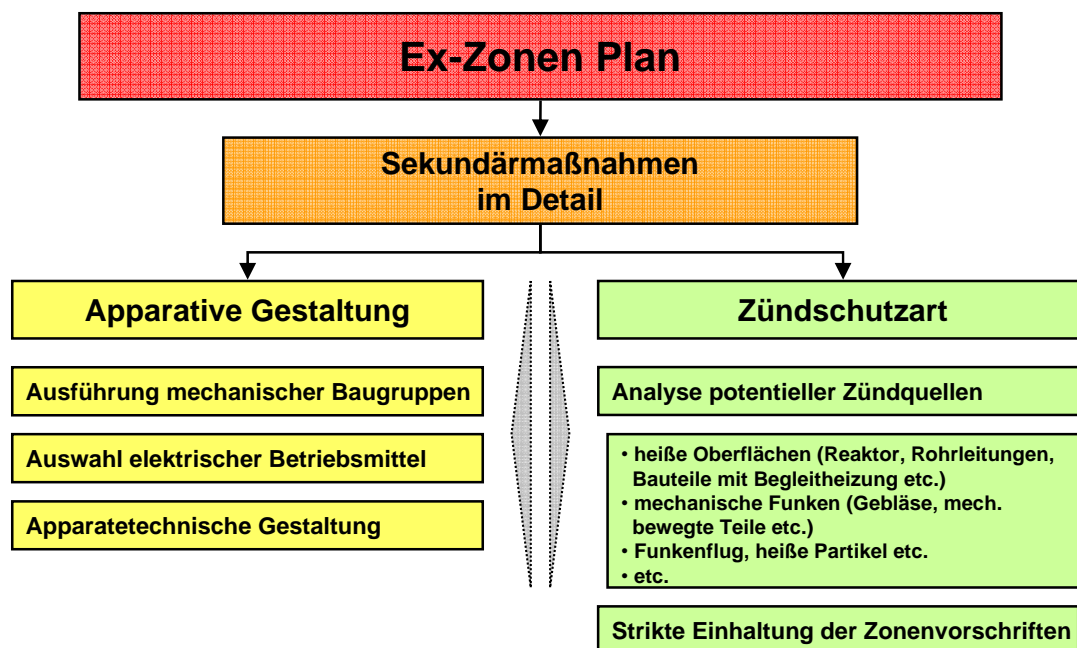


Abbildung 8-30: Vorgehensweise bei der Durchführung der sekundären Explosionsschutzmaßnahmen

Anlagen bzw. Anlagenbereiche sind in Bezug auf die möglicherweise auftretenden Zündquellen hinsichtlich folgender Aspekte zu untersuchen:

- Heiße Oberflächen,
- Flammen oder heiße Gase,
- Mechanische erzeugte Funken,
- Elektrische Anlagen/Anlagenteile,
- Elektrische Ausgleichsströme,
- Statische Aufladung,
- Blitzschlag,
- ...

Für die Vermeidung derartig erkannter Gefahrenquellen ist in den ausgewiesenen Ex- Zonen (Bereichen) Sorge zu tragen. Die Zuweisung der Explosionszonen erfolgt in Bereichen, in denen mit einem Gasaustritt oder Lufteintritt bzw. mit Undichtigkeiten zu rechnen ist, womit eine Gefahr der Entstehung einer explosionsfähigen Atmosphäre entstehen würde. Bei Biomassevergasungsanlagen sind unter Anderem folgende Bereiche in Betracht zu ziehen:

- Schleusensystem der Brennstoffversorgung,
- Schleusensystem des Reststoffaustrages (Asche, Abwasser, Filterstäube etc.),
- Schieber- und Klappensysteme – bzw. allgemein alle Stellorgane mit Dichtungen gegenüber außen,
- Revisionsöffnungen,
- Brennstofflager für brennbare Gase für Zufeuerungszwecke,
- Bereich zur Lagerung brennbarer Stoffe und Betriebsmittel
- Druckentlastungseinrichtungen,
- Abblasrohrsysteme von Explosionsdruckentlastungseinrichtungen bzw. Notausblaseleitungen,
- Gasspeicheranlagen,
- Notgasfackel,
- etc.

Für Notgasfackeln ist das Ausweisen von temporären Explosionszonen möglich und empfehlenswert, da bei Ausfall der Fackel Produktgas frei ausströmen kann und explosionsfähige Gemische sofort entstehen können. Dabei ist der unmittelbarer Bereich in und um die Notgasfackel keine Ex-Zone, da die Fackel selbst eine Zündquelle (z. B.: Wiederzündung der Stückfeuerung) in sich trägt. In diesem Zusammenhang ist darauf zu achten, dass die nähere Fackelumgebung unter anderem auf Zündquellen, Lüftungsöffnungen und brandschutztechnische Erfordernisse untersucht wird. Die Zoneneinteilung erfolgt nach einschlägigen Regeln des Explosionsschutzes (EN- Normen, BGR 104 [67] etc.), die entsprechend des Anlassfalles die Einhaltung bestimmter räumlicher Ex-Zonenbereiche vorschreiben. Für die Anwendung der Zündschutzarten ist die Kenntnis über die Zündtemperaturen bzw. Temperaturklassen und Explosionsgruppen für die Auswahl der Betriebsmittel in den explosionsgefährdeten Bereichen notwendig. Für die Zuordnung von brennbaren Gasen, Nebeln und Dämpfen in die entsprechenden Explosionsgruppen kann Tabelle 8-5 herangezogen werden.

Tabelle 8-5: Zuordnung von brennbaren Gasen, Nebeln und Dämpfen in die entsprechende Explosionsgruppe [148], [149]

Explosionsgruppe	Kurzbezeichnung der Temperaturklassen					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
IIA	Aceton, Äthan, Athylacetat, Ammoniak, Athylchlorid, Benzol, Essigsäure, Kohlenmonoxid, Methanol, Methylchlorid, Naphthalin, Phenol, Propan, Toluol	i-Amylacetat, n-Butan, n-Buthylalkohol, Cyclohexanon, 1,2-Dichloräthan, Essigsäureanhydrid	Benzine, Diesekraftstoffe, Düsenkraftstoffe, Heizöle, n-Hexan	Acetalaldehyd	kein Medium bekannt	
IIB	Stadtgas	Äthylen, Äthylalkohol	Schwefelwasserstoff	Äthyläther	-	-
IIC	Wasserstoff	-	-	-	-	Schwefelkohlenstoff
I	Methan	-	-	-	-	-

Entsprechend der obigen Tabelle sieht die Zuordnungssystematik die Anwendung von Temperaturklassen und Explosionsgruppen vor. Durch in Temperaturklassen werden die Zündtemperaturen von brennbaren Gaskomponenten in gewisse Temperaturbereiche untergliedert – siehe Tabelle 8-6.

Tabelle 8-6: Zuordnung der Temperaturklassen mit den zugewiesenen Temperaturbereichen für die Explosionsgruppe II [148], [149]

Temperaturklassen	Höchstzulässige Oberflächentemperatur [°C]	Zündtemperaturen der Gemische [°C]
T1	450	>450
T2	300	> 300 ≤ 450
T3	200	> 200 ≤ 300
T4	135	> 135 ≤ 200
T5	100	> 100 ≤ 135
T6	85	> 85 ≤ 100

Bei der Anwendung dieser Temperaturklassen ist zu beachten, dass von den höchstzulässigen Oberflächentemperaturen zusätzlich gewisse Sicherheitsabstände eingehalten werden müssen. Für die Temperaturklassen T1 und T2 sind 10K sowie für die Temperaturklassen T3-T6 sind 5K einzuhalten, um die Entzündung des brennbaren Gasmisches zu verhindern. Die Anwendung der Temperaturklassen mit den entsprechenden Sicherheitsabständen ist unter anderem bei der Abstimmung von Temperaturüberwachungseinrichtung in der Anlage in Verbindung mit dem Prozessleitsystem und den Sicherheitsroutinen zu beachten.

Weiters ist bei der Betrachtung möglicher Gefahren ausgehend von entsprechenden Zündquellen die Grenzspaltweite (MESG-Maximum Experimental Safe Gap) und Mindestzündstrom (MIC-Minimum Ignition Current), der für verschiedene Gase und Dämpfe unter genau definierten Versuchsbedingungen ermittelt wird, zu beachten – siehe Tabelle 8-7.

Tabelle 8-7: Zuordnung der Explosionsgruppen mit Grenzspaltweiten und dem Mindestzündstrom [148], [149]

Explosionsgruppen	Grenzspaltweiten	Mindestzündstromverhältnis ⁽¹⁾
IIA	> 0,9 mm	> 0,8
IIB	≤ 0,9 ≥ 0,5 mm	0,45 - 0,8
IIC	< 0,5 mm	< 0,45

¹⁾ Mindestzündstromverhältnis bezogen auf Laboriumsmethan

Die Grenzspaltweite ist die Spaltweite, bei der in einem Prüfgefäß mit 25mm-Spaltlänge gerade kein Flammendurchschlag des Gemisches mehr stattfindet (IEC 60079-1A). Das Mindestzündstromverhältnis ermittelt sich im Laborversuch für die entsprechenden Gasgemische durch Quotientenbildung der Versuchsergebnisse von Mindestzündstrom des untersuchten Gasgemisches zum Mindestzündstrom für Laboratoriumsmethan (IEC 60079-3).

Auf Basis der obigen Tabellen kann eine Analyse der relevanten Anlagenteile, Betriebsmittel, eingesetzten Messtechnik etc. vorgenommen werden. Für wasserstoffhaltige Gase, wie es das Produktgas aus Biomassevergasungsanlagen darstellt, können die in den Tabellen zugeordneten Auswahlparameter (Grenzspaltweite, Mindestzündstromverhältnis, Temperaturklasse etc.) herangezogen werden.

8.4.3 Tertiärer Explosionsschutz - Explosionsdruck und Explosionsdruckanstieg

Die Maßnahmen zum tertiären Explosionsschutz verfolgen die Zielsetzung, Auswirkungen von Explosionsvorgängen auf ein möglichst ungefährliches Maß zu reduzieren. Derartige Explosionserscheinungen ziehen eine entsprechende Schädigung aufgrund von:

- Druckwellen,
- fliegenden Teilen,
- direkter Flammeinwirkung,
- thermischer Flammenstrahlung,
- Übertragung der Explosion auf andere Anlagenteile,
- Folgebränden, sowie von
- durch Explosionsschäden verursachten Austritt von gefährlichen Stoffen
- etc.

nach sich.

Um die Schädigungen auf das geforderte Maß zu reduzieren, gibt es verschiedene Möglichkeiten, die in Kapitel 5.2.4.2.3 erläutert werden. Eine prinzipielle Übersicht über die Möglichkeit der Durchführung tertiärer Explosionsschutzmaßnahmen mit zu beachtenden Gesichtspunkten bei der Anwendung in Biomassevergasungsanlagen ist in Abbildung 8-31 dargestellt.

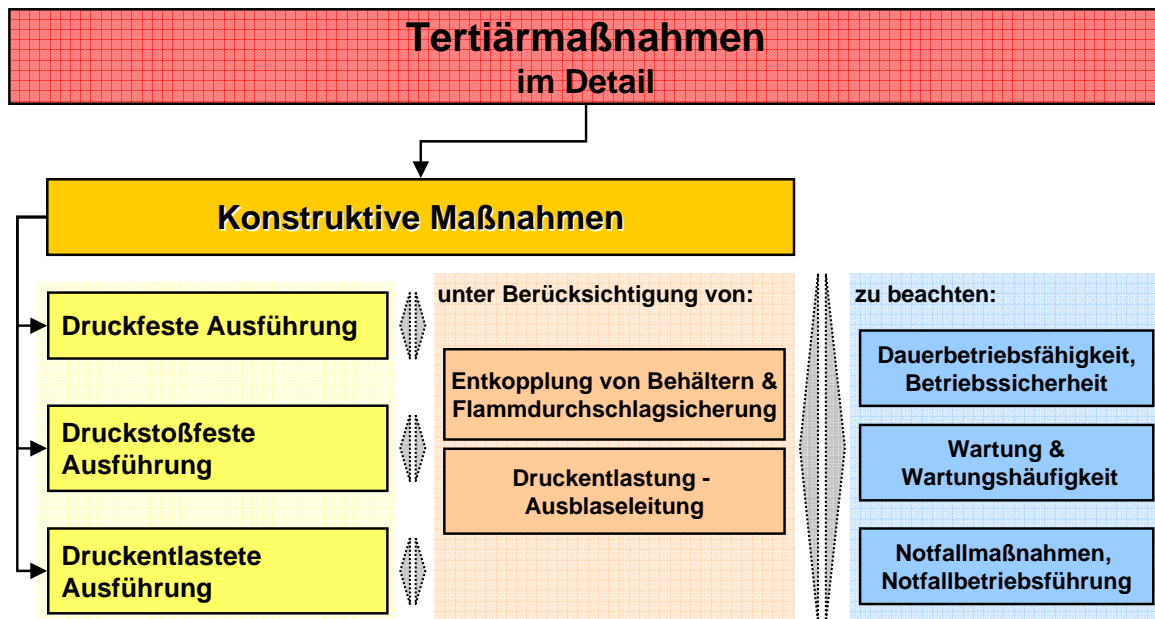


Abbildung 8-31: Möglichkeiten zur Durchführung tertiärer Explosionsschutzmaßnahmen in Biomassevergasungsanlagen

Wie in obiger Abbildung dargestellt, ergeben sich im Wesentlichen folgende Systeme zur technischen Durchführung von tertiären Explosionsschutzmaßnahmen:

- Systeme, die dem höchsten auftretenden Explosionsdruck standhalten können (Explosionsdruckfeste Bauweise)
- Systeme, die dem höchsten auftretenden Explosionsdruckgradienten standhalten (Explosionsdruckstoßfeste Bauweise)
- Druckentlastete Bauweise

Wichtig an dieser Stelle erscheint der spezielle Verweis darauf, dass die Sicherheits-einrichtungen in jedem Anlagenbetriebsfall geeignet sein müssen, den Störfall abzuwenden bzw. die Folgen von Störungen planmäßig gering zu halten.

Derartige Systeme bedingen in jedem Fall die Anwendung von Zusatzeinrichtungen. Dabei ist für die druckfeste, druckstoßfeste und druckentlastete Bauweise in jedem Fall eine Explosionsentkopplung vorzusehen, die unter den Randbedingungen der Durchleitung von Prozessgasen (Staub-, Teer- und Kondensatfracht) dauerhafte Funktionstüchtigkeit aufzuweisen haben.

Für druckentlastete Systeme ist darüber hinaus auf die Ausführung von Ausblaseleitungssystemen und der gefahrlosen Ableitung in die Anlagenumgebung zu achten. Je nach Bauart ist auf die Betriebsführung der Anlage nach dem Ansprechen der Druckentlastungseinrichtung in Folge von Explosionsvorgängen zu achten.

8.5 Zusammenfassung – Sicherheitstechnik

Auf Grund der begrenzten Verfügbarkeit von sicherheitstechnischen Kenngrößen für den Anwendungsfall bei Biomassevergasungsanlagen wurde diese Thema auf eine möglichst breite Basis gestellt und über die Ermittlung von Explosionsparameter für brennbare Gemische aus Biomassevergasungsanlagen erarbeitet. Die Durchführung von Maßnahmen im Rahmen des Explosionsschutzes benötigt die umfangreiche Kenntnis von Explosionsgrenzen, ohne die nur ungenügender bzw. überflüssiger Schutz vor explosionsartigen Vorgängen in Anlagen in Form von Sicherheitseinrichtungen, Messtechnik, Prozessleittechnik etc. bereitgestellt werden würde.

Im Rahmen des Projektes wurden spezifische Tests an charakteristischen Holzgasgemischzusammensetzungen durchgeführt. Anhand dieser Explosions- und Entflammbarkeitstests wurden einerseits spezifische Kennwerte für die Gasgemische ermittelt worden und andererseits verfügbare Rechenmodelle aus der Literatur auf Ihre Verwendbarkeit beim gasförmigen Sonderbrennstoff Holzgas untersucht. Im Vergleich der Explosionstest mit den Rechenmodellen ergibt sich teilweise ein starke Einschränkung der Anwendbarkeit der Formelapparate – für die Berechnung gewisser Kenngrößen wurden Adaptionen bzw. Erweiterungen vorgenommen, welche die Verwendung des prinzipiellen Formelzusammenhanges erlauben, jedoch zuverlässigere Rechenergebnisse liefern.

Die Berechnungen zu den sicherheitstechnischen Kenngrößen erfolgten in zweierlei Hinsicht zur Abbildung der Daten nach einer „händischen“ Berechnung und durch Simulationsprogramme. Damit wurde das Ziel verfolgt eine prinzipielle Verwendbarkeit der Rechenalgorithmen (erweiterte Verbrennungsrechnung, Evaluierung der empirischen und semiempirischen Berechnungsansätze etc.) zu überprüfen, Informationen über die Rechengenauigkeiten zu bekommen und bei abweichender Gaszusammensetzung der untersuchten Produktgasgemische Aussagen über die Beeinflussung der gemessenen Explosionsparameter, in Abhängigkeit von Druck, Temperatur, Schwankungen der Gaszusammensetzung etc. machen zu können.

Für den Genehmigungswerber ergeben sich für die Ermittlung der Explosionskenngrößen verschiedene Möglichkeiten des Nachweises. Es besteht die Möglichkeit der Verwendung sicherheitstechnischer Kenngrößen jener Produktgaskomponente mit den kritischsten Eigenschaften – für die maximalen Explosionsdrücke ist Methan CH_4 heranzuziehen, für die Entflammbarkeitsgrenzen und den maximalen zeitlichen Druckanstieg ist Wasserstoff H_2 heranzuziehen. Dadurch ergeben sich sehr restriktive Auslegungsdaten, die zwar hohe Sicherheit, jedoch auch Aufwand für die Erfüllung der Explosionsschutzziele erfordern. Eine weitere Möglichkeit ergibt sich durch die Verwendung der Simulationsrechnung, um auf die jeweilige Gaszusammensetzung abgestimmten Explosionsparameter ermitteln zu können. Als dritte Möglichkeit steht dem Genehmigungswerber die Durchführung von Explosionstests offen. Diese Möglichkeit liefert exakte Explosionsparameter für das jeweilige Gasgemisch, da der Simulationsrechnung auch gewisse Sicherheitsfaktoren und Abweichungen in Richtung der sicheren Seite innewohnen.

Auf Basis der ermittelten Explosionsparameter kann die Einflechtung der Kenngrößen in die Maßnahmenpakete zum primären, sekundären sowie tertiären Explosionsschutz erfolgen. Im Rahmen der Erarbeitung der Projektinhalten wurden Übersichtsgrafiken zur Schematisierung der Vorgangsweise erstellt sowie Explosionsschutzparameter für die direkte Anwendung an der Anlage (Sauerstoffgrenzwertkonzentrationen, maximale Explosionsdruckparameter etc.) angegeben.

9 Zusammenfassung und Ausblick

Die Bearbeitung der beauftragten Projektpunkte wurde auf Basis einer fundierten Technologiebeschreibung dessen, was derzeit an Erfolg versprechenden Forschungs- und Demonstrationsprojekten im Bereich der thermischen Vergasung von Biomasse mit Kraft-Wärme-Kopplung existiert, aufgebaut. Grund für die Wahl dieser Vorgehensweise war u.a. die Bitte der Projektpartner, den derzeitigen Technologiestand aufzuzeigen um daraus einen Stand der Technik ableiten zu können. Der Rahmen der Ausarbeitung wurde über die gesamte Prozesskette in den Bereichen der Gaserzeugung, Gasreinigung und der gasmotorischen Nutzung sowie über das gesamte Leistungsspektrum gespannt, um Technologiegrundprinzipien deren entsprechende Anlagenleistungsbereichen entsprechend zuordnen zu können. In einer beispielgebenden Technologiebeschreibung/Klassifizierung wurde anhand der IWT-Versuchsanlage nach dem Delphiverfahren [33], [46], in Abstimmung mit den Projektpartnern, eine exemplarische Risikoanalyse aufbereitet, deren Inhaltspunkte als Anleitung für potentielle Hersteller und Betreiber dem Anhang zu entnehmen sind.

Für die Durchführung des Einreich- und Genehmigungsverfahrens wurden relevante Gesetze, Verordnungen und Normen erhoben und im Rahmen der durchgeführten Workshops zur Diskussion gestellt und akkordiert. Darüber hinaus wurde eine Liste der für die Einreichung eines Genehmigungsantrages erforderlichen Unterlagen zusammengestellt bzw. abgestimmt. Die im Bericht angeführten Gesetzespässe, sowie die ergänzend hinzugefügten Kommentare stellen keine Präjudizierung der für ein allfälliges Genehmigungsverfahren zu erbringenden Projektinformationen bzgl. der Einhaltung geltender Gesetze dar - sie stellen lediglich einen Versuch dar, einen Überblick über derzeit gültiges Recht zu geben, um für ein besseres Verständnis in dieser Thematik zu sorgen. Im jeweiligen Einzelfall ist immer die Abstimmung mit den betreffenden Behörden zu suchen - der grobe Rahmen und die Erfordernisse für die Erstellung von Genehmigungsunterlagen wurde in Form einer „Checkliste für die Erstellung von Genehmigungsunterlagen“ in Abstimmung mit Amtssachverständigen der Bundesländer Steiermark und Oberösterreich zusammengestellt.

Hinsichtlich der Emissionen der Anlagen bzw. der relevanten emissionsbegrenzenden Gesetze etc. wurde ebenfalls anhand der Technologiebeschreibung und anhand von veröffentlichten Konzentrationswerten die Ströme an festen, flüssigen und gasförmigen Emissionen sowie Lärm und Erschütterungen zusammengestellt. In Bezug auf die wässrigen Emissionen aus dem Bereich der Gaskühlung bzw. der Gasreinigung sind die Grenzwerte der AAEV bzw. der AEV Abluftreinigung heranzuziehen. Bezüglich der festen Emissionsfracht (Stäube, Asche, etc.) gilt der Grenzwert für den Kohlenstoffgehalt mit 5%_{m,tr} entsprechend Deponieverordnung. Die Behandlung der relevanten Grenzwerte für die gasförmigen Emissionen (im Speziellen für das Motorabgas) gestaltete sich schwierig, da diese in keinerlei Gesetzeswerk dokumentiert sind. Aufgrund der unterschiedlichen Verbrennungseigenschaften von Holzgas im Vergleich zu anderen möglichen Treibgasen für Stationärmotoren wie bspw. Biogas, sind derzeit existierende Emissionsgrenzwertempfehlungen nur bedingt heranzuziehen. Speziell der durch das Vergasungsverfahren und den eingesetzten Brennstoff bedingte Ammoniak-Gehalt im Produktgas verursacht erhöhte NO_x-Emissionen. Darüber hinaus sind aufgrund der Produktgaszusammensetzung und dessen Umsetzung im Gasmotor erhöhte CO-Emissionen zu verzeichnen, die den Einsatz von entsprechenden Motormanagementsystemen und Abgasnachbehandlungssystemen erfordern. Im Hinblick auf noch ausstehende

Ergebnisse der F&E-Projekte aus dem Bereich der Untersuchungen der Katalysatorstandzeiten in Bezug auf die Katalysatorgifte (Alkalien, Erdalkalien, Schwermetalle etc.) können zum derzeitigen Stand keine hinreichenden Anforderungen an das Gesamtsystem Gasreinigung, Motormanagementsystem und Abgasnachbehandlung formuliert werden, die technisch relevante Katalysatorstandzeiten bei vertretbarem Aufwand garantieren. Daher wurde auf Basis eines Vergleichs der publizierten bzw. gemessenen Motorrohgasemissionen, der etablierten Emissionsgrenzwertstandards aus Stationärmotorenrichtlinie und TA-Luft und der bisher üblichen Genehmigungspraxis eine Empfehlung für die Emissionen bis zum Jahr 2008 zusammengestellt, welche in der Zwischenzeit bis dorthin auf Basis der dann vorliegenden F&E-Ergebnisse und dem daraus resultierenden „technisch Machbaren“ zu überprüfen ist. Im Arbeitspaket Explosionscharakterisierung und Explosionsparameter wurde auf Basis der üblichen Produktgaszusammensetzungen von luftbetriebenen bzw. von wasserdampfbetriebenen Vergasungssystemen Explosionstests durchgeführt. Auf Basis dieser Testergebnisse wurden unterschiedliche Literaturansätzen bzw. eigene Berechnungsansätze einer Validierung unterzogen, wobei sich für die verschiedenen Rechenmodelle unterschiedliche Einsatzgrenzen und Genauigkeiten der Vorhersage ergaben.

Im Rahmen der Ermittlung der Explosionsparameter wurden Inhalte zum Explosionsschutz und der Konformitätskriterien zu europäischen und nationalen Richtlinien, Gesetzen, Verordnungen und Normen zusätzlich eingearbeitet. Sie stellen eine wesentliche Grundlage für die Vorgaben von technischen Mindeststandards für Biomassevergasungsanlagen dar. Darauf aufbauend wurden die erforderlichen Maßnahmenpakete für den Brand- und Explosionsschutz (Brandschutzvorkehrungen, Primär-, Sekundär- und Tertiärmaßnahmen des Explosionsschutzes) in Zusammenarbeit mit den Behörden und den Industriepartnern erarbeitet.

Hersteller und Betreiber von Anlagen sind gemäß ExSV bzw. VEXAT zur Einhaltung von Vorschriften für Maschinen und Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen verpflichtet, die entsprechende technische und organisatorische Maßnahmen erfordern.

Der offizielle Projektabschluss erfolgte unter großem Interesse von Herstellern, Betreiber und Behörden in einem öffentlichen Projekt-Abschlussworkshop am 14.6.2005 an der TU Graz, bei dem die Projekttinhalte über 80 angemeldeten Teilnehmern präsentiert wurden.

Im Rahmen der Projektbearbeitung hat sich herausgestellt, dass das behandelte Projekt von immenser Bedeutung für die Anlagenbetreiber und Behörden ist (speziell durch die augenscheinliche Einreichflut vor Auslauf der Ökostromregelung Ende 2004) – dies unterstreicht aus der Sicht der Projektpartner auch die Bearbeitung der Projekte im Rahmen von EdZ, da damit eine wesentliche Barriere für derartige Anlagen beseitigt oder zumindest minimiert werden kann und gleichzeitig die Forderungen nach sicheren und genehmigungsfähigen Anlagen unterstützt werden.

Bzgl. der Projektergebnisse wäre die vertiefte Betrachtung der Apparateauslegung in Bezug auf die explosionsrelevanten Themen bzw. die Explosionsdynamik weiter empfehlenswert, da diese im Projekt nicht beantragt und vorgesehen war, jedoch im Einzelfall von großer sicherheitstechnischer Relevanz sein können. In Bezug auf die Grenzwerte für Motorabgasemissionen wird die Weiterbearbeitung in einem Expertenkreis, wie beispielsweise im Arbeitskreis für Emissionen aus Stationärmotoren, bzw. die Aufnahme von Emissionsgrenzempfehlungen für Stationärmotoren in Betrieb mit Holzgas empfohlen.

10 Literatur

- [1] Lettner F., Kleinhappl M.: Holzvergaser im kleinen Leistungsbereich – Stand und gesetzliche Rahmenbedingungen, Studie im Auftrag des LEV Steiermark, TU Graz, Institut für Wärmetechnik, April 2001
- [2] Hammerer D.: Vergasung von Biomasse zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Dissertation TU Graz, Institut für Wärmetechnik, Februar 2000
- [3] Milne T.A.; Abatzoglou N.; Evans R.J.: Biomass Gasifier „Tars“: Their Nature, Formation, and Conversion. National Renewable Energy Laboratory, Golden Colorado. NREL/TP-570-25357, November 1998.
- [4] Bühler R.; Hasler Ph.: Stand und Entwicklung der Vergasungstechnik; VDI-Berichte Nr. 1319 S. 81 -107, VDI Verlag Düsseldorf GmbH, 1997.
- [5] Fercher E., Hofbauer H., et al.: Two Years Experience with the FICFB-Gasification Process. pp. 280 – 283 in „Biomass for Energy and Industry“. Proceedings of the International Conference Würzburg, Germany 8th – 11th June, Pub.: C.A.R.M.E.N 1998.
- [6] Hofbauer H., Rauch R., Bosch K., Koch R., Aichernig Ch.: Biomass CHP Plant Güssing; Vortrag Pyrolysis and Gasification Expert Meeting, Strassburg, France; 31.10.2002; in: "Proceedings of Pyrolysis and Gasification Expert Meeting", (2002), S. 12.
- [7] Reetz B., Kleinhappl M., Lettner F., Wallner Ch.: Diverse Forschungsberichte zum Thema „Blockheizkraftwerk auf Basis Biomassevergasung“, 1998-2003
- [8] Lettner F., Dimensioning-Guidelines for Biomass-Fixed-Bed-Gasifiers, Poster V2.23 presented on the 12th European Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, Amsterdam, June 2002
- [9] J.P.A. Neeft, H.A.M. Knoef, U. Zielke, K. Sjöström, P. Hasler, P.A. Simell, M.A. Dorrington, L. Thomas, N. Abatzoglou, S. Deutch, C. Greil, G.J. Buffinga, C. Brage, M. Suomalainen: „Guideline for Sampling and Analysis of Tar and Particles in Biomass Producer Gases“, Version 3.3, Energy project EEN5-1999-00507 (Tar protocol)
- [10] Nussbaumer, Th., Neuenschwander, P., Hasler, Ph., Bühler, R.: Energie aus Holz – Vergleich der Verfahren zur Produktion von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz. Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern (CH)1997, 153 Seiten
- [11] Oettel, E.: Anlagenkonzepte in der Holzvergasung. Beitrag zum 2. Glücksburger Biomasse-Forum „Biomasse-Vergasung: Anlagenkonzepte – Praxiserfahrungen – Umsetzung“. 4.-5. Juni 1998 in Glücksburg/Ostsee
- [12] Wallner Ch.: Safety in Biomass Gasification – Explosion Risks, Konferenzpräsentation im Rahmen eines ThermoNet-Meetings in Florenz, 04/2003

- [13] Gewerbeordnung (GewO) 1994 BGBl I Nr. 131/2004,
- [14] Änderung der Gewerbeordnung 1994, BGBl. I 101/2002 des Berufsausbildungsgesetzes, des Konsumentenschutzgesetzes, des Neugründungsförderungsgesetzes und des Arbeitskräfteüberlassungsgesetzes (NR: GP XXI RV 1117 AB 1149 S. 107. BR: 6668)
- [15] Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – EIWOG, BGBl. I Nr. 143/1998, i.d.F BGBl. I Nr. 63/2004
- [16] Ökostromgesetz: Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich; 149. Bundesgesetzblatt 2002: Ökostromgesetz sowie die Änderung des Elektrizitäts – und – organisationsgesetzes (EIWOG) und das Energiefördergesetz 1979 (EnFG) (Nr: GP XXI AB 1243 S.110. BR: 6690 AB 6705 S.690.) [CELEX-Nr.:301L0077]
- [17] Gesetz vom 13. Juli 2001 über die Regelung des Elektrizitätswesens im Burgenland (Burgenländisches Elektrizitätswesengesetz 2001 – EIWG 2001), StF.: LGBl. Nr. 41/2001, i.d.F.: LGBl. Nr. 60/2002
- [18] Gesetz vom 5. Jänner 1999 über die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Elektrizität sowie über die Organisation der Elektrizitätswirtschaft in Kärnten (Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2001 - K-EIWOG) StF: LGBl Nr 5/1999 Kärnten
- [19] NÖ Elektrizitätswesengesetz 2001 (NÖ EIWG 2001) 7800-0 Stammgesetz 92/01 2001-09-18 Blatt 1-73 CELEX: [396L0092 396L0061 396L0082] 7800-1 1. Novelle 39/04 2004-05-26, Blatt 12, 13, 24, 24a, Ausgegeben am, 26. Mai 2004
- [20] Landesgesetz, mit dem das Oö. Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz 2001 erlassen wird Oö. EIWOG 2001) StF: LGBl.Nr. 88/2001 (GP XXV RV 1077/2001 AB 1135/2001 LT 38; RL 96/92/EG vom 19. Dezember 1996, ABl.Nr. L 27 vom 30.1.1997, S. 20; RL 90/547/EWG vom 29. Oktober 1990, ABl.Nr. L 313 vom 13.11.1990, S. 30; E 95/162/EG vom 20. April 1995, ABl.Nr. L 107 vom 12.5.1995, S. 53) idF: LGBl.Nr. 84/2002 (GP XXV RV 1482/2002 AA 1500/2002 LT 47)
- [21] Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999 – LEG StF: LGBl Nr 75/1999 (WV) Änderung idF: LGBl Nr 46/2001 (Blg LT 12. GP: RV 316, AB 440, jeweils 3. Sess) LGBl Nr 81/2001 (Blg LT 12. GP: RV 854, AB 873, jeweils 3. Sess)
- [22] Gesetz vom 3. Juli 2001, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft im Land Steiermark geregelt wird (Steiermärkisches Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2001 - Stmk. EIWOG 2001) Stammfassung: LGBl. Nr. 60/2001 Novellen: (1) BGBl. Nr. I 149/2002, (2) LGBl. Nr. 85/2003
- [23] Gesetz vom 2. Juli 2003 über die Regelung des Elektrizitätswesens in Tirol (Tiroler Elektrizitätsgesetz 2003 – TEG)

- [24] Gesetz über die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie (Elektrizitätswirtschaftsgesetz) LGBl.Nr. 59/2003
- [25] Gesetz über die Neuregelung der Elektrizitätswirtschaft (Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2001 - WEIWG), 28/09/2001, LGBl. Nr. 72/2001
- [26] Jenbacher Energiesysteme: Planermappe für Blockheizkraftwerke – CD-ROM, 2004
- [27] Maschinenrichtlinie 1998: Richtlinie 1998/37/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 zur Angleichung der Rechtsvorschriften und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedsstaaten für Maschinen
- [28] Druckgeräte richtlinie 1997: Richtlinie 1997/23/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Mai 1997 zur Angleichung der Rechtsvorschriften und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedsstaaten über Druckgeräte
- [29] Richtlinie 1994/9/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. März 1994 zur Angleichung der Rechtsvorschriften und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedsstaaten für Geräte und Schutzsystem zur bestimmungsgemäßen Verwendung im explosionsgeschützten Bereich – ATEX 95
- [30] RICHTLINIE 1999/92/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 16. Dezember 1999 über Mindestvorschriften zur Verbesserung des Gesundheitsschutzes und der Sicherheit der Arbeitnehmer, die durch explosionsfähige Atmosphären gefährdet werden können (Fünfzehnte Einzelrichtlinie im Sinne von Artikel 16 Absatz 1 der Richtlinie 89/391/EWG) - ATEX 137
- [31] Büschel K., John M., Wasser U.: Die Anwendung der Druckgeräte richtlinie in der Gaswirtschaft, GWF Newsletter GAS – Erdgas, 2001
- [32] National Fire Protection Agency: NFPA 68- Guide for Venting of Deflagrations, 2002
- [33] Österreichisches Normungsinstitut, ÖNORM EN 1050, "Sicherheit von Maschinen – Leitsätze zur Risikobeurteilung“, 1. Jänner 1997
- [34] Österreichisches Normungsinstitut, ÖNORM EN 1127 T1, "Explosionsfähige Atmosphären – Explosionsschutz, Teil 1: Grundlagen und Methodik“, 1. Oktober 1997
- [35] Österreichisches Normungsinstitut, ÖNORM EN 50014, „Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche - Allgemeine Bestimmungen“, 1. Juli 2000
- [36] 252. Verordnung des Bundesministers für wirtschaftliche Angelegenheiten über Geräte und Schutzsysteme zur bestimmungsgemäßen Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen (Explosionsschutzverordnung 1996 - ExSV 1996) (CELEX-Nr.: 394L0009) StF: BGBl. Nr. 252/1996

- [37] Verordnung Explosionsfähige Atmosphäre – VEXAT, BGBl. II Nr. 309/2004 über den Schutz der ArbeitnehmerInnen vor explosionsfähigen Atmosphären und mit der die Bauarbeiterschutzverordnung geändert werden
- [38] Arbeitskreis „Emissionen von Stationärmotoren“: Technische Grundlage für die Beurteilung von Emissionen aus Stationärmotoren, BMWA 2001
- [39] Leitfaden für bewährte Verfahren im Hinblick auf die Durchführung der Richtlinie 1999/92/EG, Auftragspapier der europäischen Kommission, Fraunhofer - Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Endfassung 01/2003
- [40] Anleitung zur Strömungstechnischen Auslegung der Entlastungseinrichtungen für druckführende Anlagenteile, Technischer Ausschuß für Anlagensicherheit, 10/1998
- [41] Rückhaltung von gefährlichen Stoffen aus Druckentlastungseinrichtungen, Technischer Ausschuß für Anlagensicherheit, 04/1994
- [42] Europäisches Normungsinstitut, pr EN 14460: Explosionsfeste Produkte, 05/2004
- [43] ÖNORM M 7132: Energiewirtschaftliche Nutzung von Holz und Rinde als Brennstoff, Begriffsbestimmung und Merkmale; Österreichisches Normungsinstitut, Wien 1998
- [44] ÖNORM M 7133: Holzhackgut für energetische Zwecke, Anforderungen und Prüfbestimmungen; Österreichisches Normungsinstitut, Wien 1998
- [45] Armstrong B., Hutchinson E., Fletcher T.: Cancer risk following exposure to polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs): a meta-analysis, London School of Hygiene and Tropical Medicine for the Health and Safety Executive, 2003
- [46] Rogers R. L.: RASE Project Explosive Atmosphere: Risk Assessment of Unit Operations and Equipment; Methodology for the risk Assessment of Unit Operations and Equipment for Use in potential Explosive Atmosphere, March 2000
- [47] Österreichischer Bundesfeuerwehrverband, Technische Richtlinien vorbeugender Brandschutz, prTRVB H118 03, "Automatische Holzfeuerungsanlagen", 2003
- [48] VDI-Richtlinie 3673 - Druckentlastung von Staubexplosionen 2002-11; Kommission Reinhaltung der Luft (KRdL) im VDI und DIN - Normenausschuss
- [49] Reed T. B.; Das A.: Handbook of Biomass Downdraft Gasifier Engine Systems, 2nd Edition, Biomass Energy Foundation, Zürich/CH, 1994
- [50] Hattwig M.: Brand und Explosionen - Die Maschinen-Richtlinie und die entsprechenden Normen, Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, Berlin, CEN/TC 114

- [51] EN 1050:1997 01-01: Sicherheit von Maschinen - Leitsätze zur Risikobeurteilung
- [52] BGBl. I Nr. 9/1997 Bundesgesetz: Änderung des ArbeitnehmerInnenschutzgesetzes (ASchG), des Arbeitsvertragsrechts-Anpassungsgesetzes und des 19970110
- [53] BGBl.Nr. 450/1994 ST0135 Bundesgesetz: ArbeitnehmerInnenschutzgesetz - ASchG und Änderung des Allgemeinen; 19940617
- [54] Maschinensicherheitsverordnung MSV, BGBl. Nr. 306/1994 und in der Folge durch BGBl. II Nr. 130/2004 MSV
- [55] Internet Homepage zum Thema Explosionen und Explosionsschutz <http://www.safetynet.de/>
- [56] Herdin G., Robitschko R., Klausner J., Wagner M.: Erfahrungen von GEJ mit Holzgasanlagen, GE Jenbacher, 2002
- [57] Liste über die Reaktivität verschiedener Kohlenwasserstoffe <http://www.epa.gov/oar/oaqps/pams/analysis/noy/ozone.html>; 11/2004
- [58] Blättersammlung, Informationsmaterial und Zusammenfassung analytischer Messergebnisse aus der Anlage Pyroforce/Spiez, Paul Scherrer Institut, Oktober 2003
- [59] Schmitz K., Schaumann G.: Kraft – Wärmekopplung, Springer Verlag, August 2004
- [60] Merker G., Stiesch G.: Technische Verbrennung – Motorische Verbrennung, Teubner Leipzig 1999
- [61] Merker G., Schwarz Ch.: Technische Verbrennung – Simulation verbrennungsmotorischer Prozesse, Teubner Leipzig 2001
- [62] Friedmann Z.: Gasmotoren, Vogel, Würzburg, 2001
- [63] Martin J. : Combustion Ability of Producer Gas in IC Engines: Principle and Applications, Universität Louvain, 1997
- [64] Abfallwirtschaftsgesetz 2002 – AWG 2002, BGBl. I Nr. 102/2002, i.d.F. BGBl. I Nr. 181/2004
- [65] Steiermärkisches Gasgesetz LGBl. Nr.54/1973 mit den entsprechenden Novellen zum Gasgesetz LGBl. Nr. 46/1987, LGBl. Nr. 59/1995 und LGBl. Nr. 73/2001
- [66] BGBl. II; 556. Kundmachung: Verzeichnis der harmonisierten Europäischen Normen für die Sicherheit von Geräten und Schutzsystemen zur Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen, BMWA, 3. Dezember 2003;

- [67] BGR 104: Explosionsschutzregeln - Regeln für das Vermeiden der Gefahren durch explosionsfähige Atmosphäre mit Beispielsammlung; Hauptverband der gewerblichen Berufsgenossenschaften; Fachausschuss "Chemie" (bisherige ZH 1/10), Dezember 2002
- [68] Neumann J.: Brand- und Explosionsschutz / Feuer und Brand, Universität Dortmund, Fachbereich Bio- und Chemieingenieurwesen, Lehrstuhl Umwelttechnik, 2003
- [69] Besprechungsprotokoll aus Workshop mit Projektpartnern zum Thema „Abgasemissionen aus Stationärmotoren von Biomassevergasungsanlagen“, 11/2004
- [70] Feuerungsanlagen-Verordnung – FAV, BGBl. Nr. 331/1997: Verordnung des Bundesministers für wirtschaftliche Angelegenheiten über die Bauart, die Betriebsweise, die Ausstattung und das zulässige Ausmaß der Emission von Anlagen zur Verfeuerung fester, flüssiger oder gasförmiger Brennstoffe in gewerblichen Betriebsanlagen
- [71] Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen 1989 – LRV-K 1989 idF: BGBl. Nr. 134/1990, BGBl. Nr. 785/1994 (EWR/Anh. II: 388 L 0609), BGBl. II Nr. 324/1997, BGBl. II Nr. 389/2002, BGBl. II Nr. 55/2005: Verordnung des Bundesministers für wirtschaftliche Angelegenheiten vom 29. Dezember 1988 über die Begrenzung der von Dampfkesselanlagen ausgehenden Luftverunreinigungen (Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen 1989 - LRV-K 1989) StF: BGBl. Nr. 19/1989
- [72] Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen - EG K BGBl. I Nr. 150/2004: Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz über die integrierte Vermeidung und Verminderung von Emissionen aus Dampfkesselanlagen erlassen wird
- [73] Brandes E.; Möller W.: Sicherheitstechnische Kenngrößen von brennbaren Flüssigkeiten und Gasen, Band 1, 2003
- [74] Brandes E.; Molnare M.: Sicherheitstechnische Kenngrößen, Explosionsbereiche von Gasgemischen, Band 2, 2003
- [75] Steen H.: Handbuch des Explosionsschutzes, Wiley-VCH, Willingdon/England, 02/2000
- [76] Internet Recherche, NetLexikon: <http://www.lexikon-definition.de/>; Download 01/2005
- [77] Bartknecht W.: Explosionsschutz, Springer Verlag, 1998
- [78] Markus D.: Berechnung von Explosionsgrenzen und Zündprozessen für sicherheitstechnische Fragestellungen, TU Stuttgart, 2002
- [79] Markus D., Maas U. : Berechnung der Explosionsgrenzen mit detaillierter Reaktionskinetik, Chemie Ingenieur Technik, 2004

- [80] prEN 13763-1: Verfahren zur Bestimmung des maximalen Explosionsdruckes und des maximalen zeitlichen Druckerhöhunges für Gase und Dämpfe, 2003, Teil 1: Bestimmungsverfahren für den maximalen Explosionsdruck
- [81] prEN 13673-2: Verfahren zur Bestimmung des maximalen Explosionsdruckes und des maximalen zeitlichen Druckerhöhunges für Gas und Dämpfe, 2002, Teil 2: Bestimmungsverfahren für den maximalen zeitlichen Druckerhöhung
- [82] Sicherheitsdatenblätter CHEMSAVE für Permanentprozessgaskomponenten in Biomassevergasungsanlagen für Methan CH₄, Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff H₂
- [83] Warnatz J.; Maas U.. Dibble R.W.: Verbrennung – physikalisch-chemische Grundlagen, Modellierung und Simulation, Experimente und Schadstoffentstehung, 3. Auflage, Springer-Verlag, 2001
- [84] Brandes E.: Messberichte der Explosionstests für die Testgasgemische I bis III, Physikalisch Technische Bundesanstalt Braunschweig, 2004
- [85] Levenspiel O.: Chemical Reactor Book, Chemical Engineering Department, Oregon State University, OSU Book Store, Juli 1996
- [86] Kochs A., Kurth K.: Grundlagen der Gasanwendung – Brenncharakteristik, Gasanalytik, Gasfeuerungsanlagen, Technologie der Gasanwendung, Abgastechnik, Bewertung von Anwendungsprozessen, 2. Auflage, 1990
- [87] ArbeitnehmerInnenschutzgesetz, BGBl.Nr. 450/1994 i.d.F. BGBl. I Nr. 159/2001
- [88] Reetz B., Edler A., Pogoreutz M.: „Kraft-Wärme-Kopplung auf der Basis von Biomasse“, Österreichische Ingenieur- und Architekten-Zeitschrift (ÖIAZ), 142. Jg., Heft 6/1997, Seite 480-492.
- [89] Kretschmer, R.: Methodische Grundlagen zur optimalen Auslegung kleiner Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit Kurzzeit-Wärmespeichern. Dissertation TU Dresden, 1994
- [90] Lettner, F.: Systemoptimierung bei der Einordnung einer Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage im Fernwärmesystem Wiener Neustadt, Studie im Auftrag von reNet Austria, Feber 2001
- [91] TRVB A 101 67: Grundlagen für die Beurteilung der Brand- und Explosionsgefährlichkeit
- [92] TRVB H 105 86: Feuerstätten für feste Brennstoffe
- [93] TRVB B 108: Baulicher Brandschutz – Brandabschnittsbildung
- [94] TRVB H 118 97: Automatische Holzfeuerungsanlagen

- [95] TRVB C 141 81: Lagerung fester brennbarer Stoffe im Freien
- [96] TRVB N 142 01: Brandschutz in Lagern
- [97] TRVB A100 87: Brandschutzeinrichtungen Rechnerischer Nachweis
- [98] TRVB F 124 97: Erste und erweiterte Löschhilfe
- [99] TRVB O 121 96: Brandschutzpläne 1997/ 92
- [100] TRVB A 126 87: Brandschutztechnische Kennzahlen
- [101] Ahrensfield J. et al: CO Emissions from Gas Engine Operating on Biomass Producer Gas, Technical University of Denmark, DK – 2800, Kgs. Lyngby, 2004
- [102] Besprechungsprotokoll Workshop EDZ Sicherheit und Genehmigung von Biomassevergasungsanlagen - Abgasemissionen vom 26.04.2005 an der TU Graz/Institut für Wärmetechnik, Information DI Aichernig/REPOTEC, Dr. Rauch/TU Wien, DI Schiliro/GE Jenbacher AG
- [103] Mayer R., Timmerer H.: Analyse der motorrelevanten Betriebsdaten von Gas-Ottomotoren für den Betrieb mit Holzgas aus Biomassevergasungsanlagen , Diplomarbeit, TU Graz Messdaten, 2004
- [104] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BRD: Technische Anleitung Luft (TA Luft), Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes- Immissionsschutzgesetz, 2002
- [105] Internetrecherche – Emissionsbetriebswerte für die Viking Biomassevergasungsanlagen, Stand 27.04.2005, Quelle: www.gasifiers.org
- [106] Übersicht - Energetische Nutzung von Sondergasen, GE Jenbacher, 2000
- [107] Ingenieurbüro für Umweltschutz und Technik, D - 24955 Harsilee, Vorstellung des IUT Holz-Vergasungstechnologie für die Anlage Civitas Nova Wr. Neustadt
- [108] Messbefund Anlage Spiez
- [109] Grenzwertempfehlung - Workshop EDZ Sicherheit und Genehmigung von Biomassevergasungsanlagen - Abgasemissionen vom 26.04.2005 an der TU Graz/Institut für Wärmetechnik, Konsens DI Aichernig/REPOTEC, Dr. Rauch/TU Wien, DI Schiliro/GE Jenbacher AG, Dr. Schaffernak Land Stmk., DI Gaich, Dr. Dowertil Land OÖ, DI Mangelberger
- [110] Hasler P., Morf P., Buehler R., Nussbaumer T: Gas Cleaning and Waste Water Treatment for Small Scale Biomass Gasifiers, Final Report, Swiss Federal Office of Energy and Swiss Federal Office for Education and Science, 1998

- [111] Batel W.: Entstaubungstechnik, Springer Verlag, 1972
- [112] Brauer H.: Handbuch des Umweltschutzes und der Umweltschutztechnik, Band 3: Additiver Umweltschutz: Behandlung von Abluft und Abgasen, Springer Verlag, 1996
- [113] Bretschneider B., Kurfürst J.: Air Pollution Control Technologie, Elsevier, 1987
- [114] Zevenhoven C.A.P.: Particle Charging and Granular Bed Filtration for High Temperature Application, Delft University Press, 1992
- [115] Thambimuthu K.V.: Gas cleaning for advanced coal-based power generation, IEA Coal Research, 1993
- [116] Richter U. et al: Entstaubung industrieller Gase mit Elektrofiltern, Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 1969
- [117] Bürkholz A.: Droplet Separation, VHC Verlagsgesellschaft, 1989
- [118] Stieß M.: Mechanische Verfahrenstechnik 2, Georg Simon Ohm Fachschule, Fachbereich Verfahrenstechnik, Springer Lehrbuch
- [119] Hübner K., Görner K.: Gasreinigung und Luftreinhaltung, VDI, Springer Verlag 2002
- [120] Teisley B.: Wood-Chips Updraft Gasifier based on Combined Heat and Power, 2nd World Biomass Conference on Biomass Energy, Industry and Climate Protection, Rome 2004,
- [121] Gewerbeordnung 1994 BGBl. Nr. 194/1994 zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 131/2004, Anlage 6 (§ 71a), Inkrafttredatum: 20041201: Kriterien für die Festlegung des Standes der Technik
- [122] Baas H.: Biogasnutzung und Erfahrungen mit modernen Gasmotoren, Veröffentlichung in Rahmen der 6. Internationalen Wissenschaftskonferenz GAS ENGINES 2003, Deutz AG Mannheim
- [123] Richtlinie der europäischen Union 67/548/EWG über Einstufung, Verpackung und Kennzeichnung gefährlicher Stoffe unter den entsprechenden Änderungen der Richtlinie 1999/33/EG, Richtlinie 2001/59/EG sowie Richtlinie 92/32/EWG
- [124] Ökostromgesetz BGBl. I Nr. 149/2002: Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz), 2002
- [125] Lettner F., Timmerer H., Haselbacher P.: Prozessanforderungen an Biomassevergasungsanlagen – Anlagentechnik und HSE (Health, Safety and environment), Konferenzbeitrag am internationalen Holzvergaser Symposium, Stuttgart, 02/2005

- [126] Karbach V., Muharam Y., Schramm B., Riedel U., Warnatz J.: Reaktionsmechanismen der Verbrennung flüssiger Kohlenwasserstoffe, Interdisziplinäres Zentrum für Wissenschaftliches Rechnen (IWR), Universität Heidelberg,
- [127] Bandi A.: Verfahrensübersicht – Gasreinigungsverfahren, FVS Fachtagung, 2003
- [128] VDI 2066-7: Messen von Partikeln; Manuelle Staubmessung in strömenden Gasen; Gravimetrische Bestimmung geringer Staubgehalte; Planfilterkopfggeräte, 1993-08
- [129] BGBl. II Nr. 253/2001 i.d.F BGBl. II Nr. 184/2003 und BGBl. II Nr. 119/2004: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit über Grenzwerte für Arbeitsstoffe und über krebserzeugende Arbeitsstoffe (Grenzwerteverordnung 2003 - GKV 2003), Anhang I/2003: Stoffliste
- [130] Steinbrecher N., Walter J.: Marktübersicht über dezentrale Holzvergasungsanlagen – Marktanalyse 2000 für Holzvergasungssysteme bis 5 MW, Ökoinstitut, Darmstadt, April 2001
- [131] ÖNORM EN ISO 10628 : 2001 03 01, N: Fließschemen für verfahrenstechnische Anlagen - Allgemeine Regeln (ISO 10628:1997)
- [132] Druckgeräterichtlinie 97/23/EC, Arbeitsgruppe Anlagendrucke – Designdruck: Technische Anfrage bezüglich Artikel 1 §2.1.4 und Artikel 1 § 3.6, Anhang I Abschnitt 2.2.1 – Antwort zur Frage veröffentlicht unter Homepage: <http://ped.eurodyn.com/de/index.html> - Geltungsbereich und Ausnahme – Richtlinienenergänzung Leitlinie 1-48, Stand 05/2005
- [133] Berry A., Erich E., Schmidt K.G., Chr. H. Unger, Kümmel R.: Entwicklung eines Messverfahrens zur Bestimmung von Teer und Staub in Produktgasen von Vergasungsprozessen, Institut für Energie- und Umwelttechnik /Duisburg, Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik / Oberhausen, AIF Forschungsprogramm, Projektendbericht, 2003
- [134] Aichernig C.: Das Güssing Projekt, Internationale Tagung „Biomasse-Vergasung – der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung?“, Leipzig, 2003
- [135] Hofbauer, H.: Dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung auf Basis Biomasse-Vergasung, DVV-Kolloquium, 2004
- [136] Gobel B. et al.: High performance gasification with the two-stage gasifier, 2nd World Biomass Conference on Biomass Energy, Industry and Climate Protection, Rome 2004
- [137] Giordano, P.: Operating Experience with the Open-top Gasifier coupled to a Gas Engine, Task meeting, IEA Bioenergy Agreement Task33 Copenhagen, 2004

- [138] Siefert I.: Stickstoff-, Chlor- und Schwefelbilanz über das BHKW Güssing, Dissertation an der Technischen Universität Wien, April 2004
- [139] Allgemeine Abwasseremissionsverordnung AAEV BGBl. II Nr. 186/1996 i.d.g.F., Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft über die allgemeine Begrenzung von Abwasseremissionen in Fließgewässer und öffentliche Kanalisationen
- [140] AEV Abluftreinigung BGBl. II Nr. 62/2005, Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über die Begrenzung von Abwasseremissionen aus der Reinigung von Abluft und wässrigen Kondensaten
- [141] ChemDAT - The Merck Chemical Databases, verfügbar im Internet unter <http://chemdat.merck.de/cdrl/catalog/standard/en/index.html>, Stand 05/2005
- [142] Pyroforce - Swiss Energy Technology, Homepage: www.pyroforce.ch, Stand 04/2005
- [143] Haselbacher P., Lettner F.: Innovative Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis Biomassevergasung mit der Produktion eines teerarmen Produktgases, Forschungszwischenbericht, TU Graz, Institut für Wärmetechnik, 2004
- [144] Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG Amtsblatt Nr. L 052 vom 21/02/2004
- [145] ÖNORM EN 746-1: Industrielle Thermoprozessanlagen, Teil 1: Allgemeine Sicherheitsanforderungen an industriellen Thermoprozessanlagen, ÖNORM, 1997
- [146] ÖNORM EN 746-2: Industrielle Thermoprozessanlagen, Teil 2: Sicherheitsanforderungen an Feuerungen und Brennstoffzuführungssysteme , ÖNORM, 1997
- [147] ÖNORM EN 746-3: Industrielle Thermoprozessanlagen, Teil 3: Sicherheitsanforderungen für die Erzeugung von Schutz- und Reaktionsgasen, ÖNORM, 1997
- [148] Kuhlmei J.: Explosionsschutz in Europa – Elektrische Betriebsmittel, Grundlagen, Richtlinien und Normen, Explosionsschutzschulungsunterlagen, Jumo/Deutschland, 05/2005
- [149] Dr.-Ing. Linström H.-J: Grundlagen des Explosionsschutzes, BARTEC, 2005

Anhang A

Technologiebeschreibung Risiko- & Risikofolgenbeurteilung



Projekt - Energiesysteme der Zukunft



Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergasungsanlagen

TECHNOLOGIEBESCHREIBUNG UND KLASSIFIZIERUNG (TB/TK)

1

	gasförmig	Medium flüssig	fest	Temperaturbereich von/bis	Druckbereich von/bis
1 Brennstofflagerung & Brennstoffaustragung					
Lagerhallen (z.B. Wochenspeicher)					
Lagerraum (z.B.: Tagesspeicher)					
Austragungssystem (z.B.: Schubboden)					
2 Brennstoff- & Additivzuführung					
Brandabschluss zum Lagerraum					
offene Fördersysteme					
Becherwerk					
Bandförderer					
geschlossene Fördersysteme					
Schneckenfördersysteme					
Dosierer					
Vibrorinne					
Schleusensysteme					
Zellrad					
Stopfschnecke					
Linearschieber					
3 Vergaser					
Festbettvergaser					
Gleichstromvergaser					
Gegenstromvergaser					
Doppelfeuervergaser					
Movingbed - Vergaser					
Wirbelschichtverfahren					
Stationäre Wirbelschicht					
Zirkulierende Wirbelschicht					
Wärmebereitstellende Co- Wirbelschicht					
Flugstromvergaser					
4 Vergaserperiferie					
Einbringung des Vergasungsmittels					
Luft					
Wasserdampf					
Sauerstoff					
Prozessführung					
Gebläse					
Klappen					
Inertisierung					
Rohrleitungen					
Vorwärmssystem					
Fremdfeuerungs-system Vorwärmung					



Projekt - Energiesysteme der Zukunft



Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergasungsanlagen

TECHNOLOGIEBESCHREIBUNG UND KLASSIFIZIERUNG (TB/TK)

1

	gasförmig	Medium flüssig	fest	Temperaturbereich von/bis	Druckbereich von/bis
5 Wärmeauskopplung					
Wärmetauscher					
Rauchrohrkessel					
Wasserrohrkessel					
Warmwasser/Heißwasser/Prozessdampf					
Wasseraufbereitung/Übergabe					
Abreinigung					
Abreinigungsart					
Besonderheiten					
6 Gasreinigung					
Trocknenstaubung					
Zyklon					
Schlauchfilter					
sonstige Systeme					
Nasswäsche					
Nasselektrofilter					
Füllkörperwäscher					
Ventriwäscher					
sonstige Systeme					
Tropfenabscheidung					
Waschmedientanks					
Waschmedienvorratslager					
Rückstandsaufbereitung - Mediumhandling					
Technologie					
Aufbereitungsstufen					
Medientransport					
Zwischenspeicherung					
Schnittstellen					
7 Gasnutzung / Gasverwertung					
Gaskonditionierung					
Gasmischer					
Gasmotor					
Gasfeuerungs-system - Wärmeauskopplung					
Fackelbetrieb					
8 Prozessleittechnik - Prozessmesstechnik					
Automatisierungssystem					
Sicherheitstechnik - Notfallprocedere					
Monitoring					
Messtechnik					
Temperatur					
Drücke					
Durchsätze					
Gaszusammensetzung					
sonstige					
Anlagenbe-probung					
Teer und Partikelmesstutzen					
Inspektion und Wartung					
Energiemanagement					
Wärmeenergie					
Elektroenergie					



Projekt - Energiesysteme der Zukunft



Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergasungsanlagen

2

Risiken

11	Gesundheitsschädliche Stoffe für sonstige Zwecke Messung Wartung								
12	Gefährliche Inhaltsstoffe bei den Emissionen Abgas Reinigungsmedien feste Rückstände								
13	Kombinierte Zustände bei wechselnden Betriebszuständen Anfahren Abstellen Leistungsänderung Notfallabschaltung								
14	Naturgewalt Hochwasser Blitzschlag Sturm								



Projekt - Energiesysteme der Zukunft



Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen

3

Risikofolgen

1	Explosion						
2	Brand						
3	Elektrische Gefährdung						
4	Vergiftung						
5	Gesundheitschädigung und -gefährdung						
6	Personenschaden						
	Verbrennung						
	Verbrühung						
	Ätzung						
7	Reizungen						
9	Haut						
	Schleimhäute						
	Mechanischer Defekt						
10	Lärmschädigung, Lärmbelästigung						
	Immission, Geruchsbelästigung						
11	Lastabwurf Generator						
12	Ausfall Feuerungssystem						
13	Ausfall Leitsystem						
14							

Anhang B

Sicherheitstechnik

Vorbereitung und Durchführung einer Risikoanalyse an der Versuchsanlage des Instituts für Wärmetechnik



**Projekt - Energiesysteme der Zukunft
Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergasanlagen**



Brennstofflagerung - Betriebsmittelager/Reststofflager - Brennstoffversorgung						
Gefahrensituation	Bemerkbar durch	Mögliche Ursachen	Möglichkeiten zur Vermeidung	Mögliche Auswirkungen/Gefahren	Maßnahmen beim Auftretenden des pot. Problems	
GLA - 1 Versagen der Rückbrandsicherung	Rauchentwicklung Temperaturanstieg in der Brennstoffversorgungsanlage	Undichtigkeit im Zufordersystem Ausfall der Löscheinrichtung	regelmäßige Überprüfung der Schleusen, Löscheinrichtung Einbau stromlose arbeitender Löscheinrichtung (Auslösung und Wasserversorgung Richtige Auslegung apparatebaulicher Teile (Schleusen, Abwurfschächte)	Brand- und Explosionsgefahr Erstickungsgefahr, Brand- und Explosionsgefahr Anlagenausfall	Ergreifen von Löschmaßnahmen Räume bzw. Anlagebereich verstärkt lüften Abkühlen heißer Oberflächen	
GLA/2 - Unkontrollierter Gasaustritt aus Brennstoffbeschickungssystem	Anspringen der Gaswarnanlage Rauchentwicklung	Defekt Schleusensystem Überdruck im Gaserzeuger Restaugasung nach Herunterfahren der Anlagen	regelmäßige Wartung der Beschickung Gaswarnanlage Überdrucküberwachung Vergaser	Brand- und Explosionsgefahr Erstickungsgefahr	Luftwechsel erhöhen Schutzmaßnahmen vor gesundheitsschädigender Wirkung - Erstickungsgefahr: Luftwechsel erhöhen Kontrolle Schleusensystem, Nachlauf der Restgasentsorgungseinheit	
GLA/3 - Fehlfunktion im Brennstoffaustag	Prozesszeitüberschreitung Brennstoffbeschickungsintervall Ausfall der Brennstoffbeschickung Prozesswarnung mechanischer Defekt - elektrischer Geräteschutz	Verblockung infolge Fremdkörper Mechanischer Defekt Netzausfall	Saugseitige Gebläseleistung erhöhen Wartung Qualitätssicherung verwendeter Brennstoffe	Anlageausfall Ausbrand Reaktor	Anlagenunterdruck steigern Überwachung Reaktorfüllstand, Temperaturprofil bei Überschreiten zulässiger Reaktorprozesswerte Abschaltung der Anlage Fehlersuche Brennstoffaustag	
GLA/4 - Brandgefahr	Rauchentwicklung Schweißbrand- bzw. Brandgeruch Übermäßiger Temperaturanstieg diverser Anlagenteile	Wärmestrahlung von heißen Oberflächen Entzündung von Biomasse, Produktgas oder Waschmedien an entsprechenden Zündquellen	Einhaltung der Brandschutzmaßnahmen - Brandschutzplan Schirmung und Isolation heißer Oberflächen Schutz vor elektrischen Gefahren im Anlagenbereich Sauberekeit im Anlagenbereich Vermeidung von Zündquellen und offener Gefäße mit brennbaren Substanzen	Rauchentwicklung Erstickungsgefahr Explosionsgefahr	Personen in Sicherheit bringen, Brandbekämpfung je nach Schwere des Vorfalls Verständigung von Hilfskräften	



**Projekt - Energiesysteme der Zukunft
Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen**



Brennstofflagerung - Betriebsmittellager/Reststofflager - Brennstoffversorgung					
Gefahrsituation	Bemerkbar durch	Mögliche Ursachen	Möglichkeiten zur Vermeidung	Mögliche Auswirkungen/Gefahren	Maßnahmen beim Auftretenden des pot. Problems
GLA/5 - Staubexplosion	Staubaufwirbelung, Schallgeräusch Rauchentwicklung Temperaturanstieg	primäre Staubexplosion bei Staubaufwirbelung im Bereich entsprechender Zündquellen (Reinigungs- und Wartungsarbeiten) sekundäre Staubexplosion bei Staubaufwirbelung nach primärer Gasexplosion im Anlagenstörbetrieb	Sauberkeit im Anlagenbereich, Vermeidung von Staubansammlung, Zündquellenvermeidung Vermeidung von Staubaufwirbelung	Gefahr für Arbeitnehmer und Anlagenteile Anlagenausfall	Menschen in Sicherheit bringen Anlage in sicheren Zustand bringen
GLA/6 - Selbstentzündung	Rauchentwicklung Schweißbrand- bzw. Brandgeruch Übermäßiger Temperaturanstieg im Holzlager	biochemisch Selbstentzündung	Qualitätssicherung der angelieferten/verwendeten Biomasse Verdichtung der Biomasse bei großen Lagermengen und entsprechenden Lagerzeiten Gasdetektoren, Brandmeldeanlage	Abbrand des Holzlagers	Brandbekämpfung
GBRL/1 - Leckagen	Sichtkontrolle Leckanzeige Flüssigkeit	ungenügende Abdichtung Unsauggemäßes Handtieren - Kontrolle nach Wartung Korrosion, chemische Unbeständigkeit verwendeter Lagerbehälter	Kontrollplan Aufbewahrung und Lagerung ausschließlich in ausgewiesenen Bereichen und Behältnissen Verwendung entsprechender Auslaufschtzwanne Bautechnische Ausführung von Flüssigkeitslagerstätten	Kontamination von Anlagenteilen, Gebäudeteile und Erdreich Freisetzung giftiger Dämpfe Gesundheits-, Brand- und Explosionsgefahr	Reinigung und Dekontamination - Verwendung von entsprechenden Bindemitteln und Reinigungsmitteln
GBRL/2 - Kontamination durch Betriebsmittel	Sichtkontrolle Reizungen der Haut, Atemweg		Schutzkleidung bzw. Arbeitskleidung Schulung des Personals, die mit problematischen Betriebsmittel handtieren	Gesundheitsschädigung Umweltgefährdung	Beseitigung der Leckage ordnungsgemäße Sanierung und Entsorgung



**Projekt - Energiesysteme der Zukunft
Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen**



Brennstofflagerung - Betriebsmittelager/Reststofflager - Brennstoffversorgung					
Gefahrensituation	Bemerkbar durch	Mögliche Ursachen	Möglichkeiten zur Vermeidung	Mögliche Auswirkungen/Gefahren	Maßnahmen beim Auftreten des pot. Problems
GBRL/3 - Austritten gesundheitsschädlicher/explosiver Dämpfe	Geruch Anspringen der Gaswarnanlage	Bauteilbruch/Schädigung unsachgemäß verschlossene Behälter und Gefäße Überdruck in der Anlage	regelmäßige Wartung und Inspektion ordnungsgemäßer Betrieb und Warnung	Vergiftungsgefahr Explosions- und Brandgefahr	Insicherheitbringen von Menschen an den entsprechenden Anlagenteilen Luftwechsel in den betreffenden Anlagenbereichen bzw. Räumen erhöhen
GBRL/4 - Austritt/Auslaufen giftiger Stoffe in Kanalisation	Sichtkontrolle Regelmäßige Wartung	Undichtigkeit falsche Lagerung in nicht dafür vorgesehenen Bereichen	Sichtkontrolle Bautechnische Ausführung (Auffangwannen, potentielle Leckagebereich ohne Kanalisation, Olabscheider im Anlagenbereich) Stellorgane kontrollieren, Dichtheitskontrolle	Gefahr für Mensch Gefahr für Flora und Fauna siehe Kontamination	Anlage in sicheren Betrieb überführen Verhindern des Eindringens giftiger unerlaubter Stoffe in die Kanalisation Ab- bzw. Umpumpen der giftige Flüssigkeiten Verständigung der Behörden
GB/1 - Ausfall der Brennstoffversorgungskette	Keine Befüllung des Reaktors über einen längeren Zeitraum Ansteigen der Temperaturen im Reaktorkopf Veränderung in der Produktgaszusammensetzung	Ausfall der Antriebstechnik im Bereich der Brennstoffversorgung Blockieren der Brennstoffversorgung durch Fremdkörper im zugeführten Brennstoff Ausfall der Füllstandsüberwachung Störung im Bereich der Automatisierung der Brennstoffbeschickung Explosion	Vorschreibung und Einhaltung regelmäßiger Wartungsintervalle für alle mechanischen und elektrischen Anlagenteile der Brennstoffbeschickung Qualitätsüberwachung bzw. Abscheiden von Fremdkörpern für das angelieferte beförderte Hackgut Nutzung des Prozessleitsystems zur Befüllintenzzeitüberwachung und der kritischen Reaktortemperatur	Leerbrennen des Reaktors Ansteigen der Temperaturen im Reaktorkopf Motorausfall aufgrund sich verändernder Gaszusammensetzung Bei Ausfall der Schleuse in ungünstiger Position – Gasaustritt bei kurzfristigem Ausfall (je nach Vergasertyp) in Abhängigkeit der Prozessparameter (Temperatur, Gaszusammensetzung keine große Gefahr wenn unzulässige Anlagenparameter nicht überschritten werden	Überwachung kritischer Prozessparameter (Temperatur, Gaszusammensetzung) unter Beobachtung von Selbststörungs Vorgang durch die Prozessleittechnik Entstörung der Brennstoffbeschickung unter Beachtung der Wartungsvorschriften Selbsttätiges Überführen der Anlage in gesicherten Betriebszustand durch das Prozessleitsystem vorsehen



**Projekt - Energiesysteme der Zukunft
Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergasungsanlagen**



Brennstofflagerung - Betriebsmittelager/Reststofflager - Brennstoffversorgung						
Gefahrsituation	Bemerkbar durch	Mögliche Ursachen	Möglichkeiten zur Vermeidung	Mögliche Auswirkungen/Gefahren	Maßnahmen beim Auftreten des pot. Problems	
GB/2 - Entzündung des Brennstoffes im Bereich des Brennstoffeintrages	CO-Alarm	Austritt heißer Schweißgass aus dem Reaktorkopf durch Druckanstieg im Reaktor (Versperung des Gasweges, Ausfall von Gebläsen) Explosion bzw. Verpuffung	Überwachung der Druckverhältnisse im Reaktor Qualitätsüberwachungen des Brennstoffes; Brennstoff mit wenig Staub- bzw. Feinanteil erzeugt höheren Druckverlust im Vergaser	Ausbreitung eines Brandes - Beschädigung von Bauteilen Inaktivierung der Brennstoffversorgung	Durchführung der Sicherheitsmaßnahmen im Brandfall: bei Gasaustritt – siehe GA/13 bzw. GA/10 - Bei Gasaustritt – siehe GVA/13 bzw. GVA/11	
GB/3 - Ausfall der Füllstandsmeldung	Rauchentwicklung Temperaturanstieg im Brennstoffeintragsbereich Alarmsignale (Hupe bzw. Bedienfenster-Programm) Keine Beschickung Ansteigen der Temperaturen im Reaktorkopf	Fehler in der Messtechnik Blockade des Füllstandswächters im Vergaserinneren Explosion	Redundantes System Regelmäßige Wartung	Rauchentwicklung, CO Vergiftung Leerbrennen des Reaktors Ansteigen der Temperaturen im Reaktorkopf	Ausserbetriebnahme der Anlage Störungsbehebung Überführung der Anlage in den gesicherten Anlagenbetrieb	
GB/4 - Verblockung im Vergaserinneren	Alarmsignale (Hupe bzw. Bedienfenster-Programm) Füllstandsmelder zeigt über einen längeren Zeitpunkt (>10min) „Reaktor voll“ Keine Brennstoffbeschickung	Kein artgerechtes Material (große Holzstücke) Verkeilung eines größeren Holzstückes im Bereich der Schleuse	Rütteln, Rühren, Stechen	Artgerechter Brennstoff (keine großen Holzstücke) Anstieg der Temperatur im Reaktorkopf	Rütteln, Rühren, Stechen zum Auflockern des Brennstoffbettes Beteiligung des Ascherostes Selbsttätiges Lösen nach entsprechender Zeit (sinken des Brennstoffbettes) ist möglich Ist keine Schadensbehebung möglich, dann die Anlage außer Betrieb nehmen	



**Projekt - Energiesysteme der Zukunft
Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen**



VERGASER - GASERZEUGUNG					
Gefahrsituation	Bemerkbar durch	Mögliche Ursachen	Möglichkeiten zur Vermeidung	Mögliche Auswirkungen/Gefahren	Maßnahmen beim Auftreten des pot. Problems
GVA/1 - Zu hohe Temperatur im Gaserzeugungsbereich	Temperaturanzeige im Prozessautomatisierungssystem bzw. lokale Anzeige Heiße Oberflächen Rauchenwicklung Vergaserkopf	Zugabe zu große Mengen an Oxidationsmittel Falschlufteintrag und damit verbundener ungewollter Verbrennungsvorgang Ausfall der Brennstoffbeschickung	Temperaturüberwachung im Gaserzeugungsbereich (Vergaseraustritts-, Rost- und Oxidationsbereich) Dichtheitskontrolle bei Wartung und während dem Betrieb (Sauerstoffkonzentration)	Werkstoffproblem Zusätzliches Dichtheitsproblem – auch für nachfolgende Anlagenteile höhere thermische Belastung nachfolgender Anlagenteile	Zurücknahme der Vergasungsluft sowie des Anlagengesamtdurchsatzes Zusätzliche Befüllintervalle mit Biomasse ggf. Abstellen der Gesamtanlage
GVA/2 - Geringer Unterdruck im Bereich des Gasaustritts aus dem Vergaser	Prozesswarnung - Druckanzeige im Prozessautomatisierungssystem Gasaustritt im Bereich der Brennstoffversorgung Sichtkontrolle - Lokale Unterdruckanzeige Manometer	Ausfall/Störung von Produktgasgebläse Ausfall der Unterdruckregelung. Messkette Druck am Vergaseraustritt defekt Verblockung in Gasleitungssystem	Unterdrucküberwachung durch das Prozessleitsystem Alarmsignal bei Überschreiten von Sollwertvorgaben Variable Anpassung der Unterdruckwertvorgaben je nach Stickigkeit der verwendeten Biomasse Entsprechende Sorgfalt bei der Betriebsführung der Anlage	Gefahr des Gasaustrittes im Bereich der Brennstoffversorgung – siehe Gefahr bei Gasaustritt Beeinflussung der Anlagencharakteristik - Gaszusammensetzung, Temperatur, Anlagengesamtdurchfluss	Überprüfung der Unterdruckwertvorgabe in Zusammenhang mit dem Anlagengesamtdurchsatz (Unterdruckwertverstellung oder Gesamtdurchsatzregelung) Bei zu hohem Unterdruck nach dem Vergaser über einen längeren Zeitraum muss aus Sicherheitsgründen die Anlage außer Betrieb genommen werden.
GVA/3 - Zu geringer Unterdruck im Bereich des Brennstoffeintrages	Prozesswarnung - Druckanzeige im Prozessautomatisierungssystem Gasaustritt im Bereich der Brennstoffversorgung Sichtkontrolle - Lokale Unterdruckanzeigemanometer	Siehe zu hoher Unterdruck am Vergaseraustritt – GVA/2	Überwachung des Unterdruckes im Bereich des Brennstoffeintrages Alarmsignal Bei Überschreiten eines bestimmten Unterdruckes beim Brennstoffeintrag	Siehe zu hoher Unterdruck am Vergaseraustritt – GVA/2 Falschlufteintrag führt zu Explosionsgefahr Falschlufteintrag führt zu unkontrolliertem Prozess – Produktgasqualität sinkt	Siehe zu hoher Unterdruck am Vergaseraustritt – GVA/2
GVA/4 - Unkontrollierter Lufteintritt in den Vergaser	Temperaturanstieg im Vergaserbereich ggf. Anstieg der Restsauerstoffkonzentration im Vergaser Temperaturpeaks in Lecknähe (Falls in diesem Bereich Selbstentzündung möglich ist)	Befüllungstakt – Undichtheiten Undichtheiten bei Schraub- oder Schweißverbindungen Werkstoffproblem aufgrund hoher Temperaturen Zu hoher Unterdruck nach dem Vergaser	Wiederkehrende Wartung und Inspektion zur Dichtheitsüberprüfung Anlage außer Betrieb nehmen (wenn Gefahr nicht beseitigt werden kann)	Verpuffung und anschließenden Gasaustritt - Personenschaden Betriebsparameter außerhalb des Normbereiches	Unterdruck senken Anlagendurchsatz, jedenfalls verringern Überführung der Anlage in den sicheren Betriebszustand Inertisierung



**Projekt - Energiesysteme der Zukunft
Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen**



VERGASER - GASERZEUGUNG					
Gefahrensituation	Bemerkbar durch	Mögliche Zündursachen	Möglichkeiten zur Vermeidung	Mögliche Auswirkungen/Gefahren	Maßnahmen beim Auftretenden des pot. Problems
GVA/5 - Explosion	Ansprechen von Druckgrenzwertschalter Temperaturanstieg Geräuschentwicklung Materialbruch an Anlagenkomponenten Ansprechen der Explosionsschutzrichtungen	gewählte Zündschutzart unzureichend - austretendes Gasgemisch	Einhaltung der Explosionsschutzmaßnahmen tertiärer Explosionsschutz	Anlagenschaden – Gasaustritt – Personenschaden Motorausfall Verpuffung und anschließenden Gasaustritt - Personenschaden Anlagenschaden (Gewebefilter, Katalysatoren, etc.)	Routinen des Prozessleitsystems, die Anlage in sicheren Zustand überführen
GVR/1 - Ausfall der Ascheentleerung	Alarmsignale (Hupe bzw. Bedienfenster-Programm)	Überlast in der Antriebstechnik Motor Thermisches Problem im Rostbereich Aschetonne ist voll – ein Abtransport ist nicht möglich	Ansteigen des Druckverlustes im Vergaser – vor allem bei Feinhackgut Anfallende Asche kann nicht abtransportiert werden Abdichtung des Ascheaustragssystems gegen Umgebungsatmosphäre wichtig	Regelmäßige Temperaturüberprüfung im Rostbereich Entsprechende Dimensionierung der Antriebsmotoren	Bei Überlast eines Motors, diesen auskühlen lassen und anschließend wieder in Betrieb nehmen. Aschetonne gegebenenfalls entleeren
GVR/2 - Gasaustritt im Bereich der Ascheentleerung	Anspringen der Gaswananlage charakteristischer Geruch Rauchentwicklung	Undichtigkeit Rostbereich und Ascheaustrag	technische dichte Ausführung des Ascheauffangbehalters nasser Ascheabzug kontinuierlich	Vergiftung Explosions- und Brandgefahr	Vergaserunterdruck erhöhen Undichtigkeit beheben, bei Nichtbehebbarkeit ist die Anlage abzusteilen



**Projekt - Energiesysteme der Zukunft
Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen**



GASREINIGUNG					
Gefahrsituation	Bemerkbar durch	Mögliche Ursachen	Möglichkeiten zur Vermeidung	Mögliche Auswirkungen/Gefahren	Maßnahmen beim Auftreten des pot. Problems
GGA/1 - Temperaturen in der Gasreinigung außerhalb des Normalbereiches	Alarmsignale (Hupe bzw. Bedienfenster-Programm) Entsprechende Farbänderung der Gasleitung oder Komponenten	Falschlufteintrag und Entzündung – Nachverbrennung Ausfall der Gaskühlung Temperaturanzeige defekt	Regelmäßige Wartung der Anlage (Schraubverbindungen, Dichtungen,...) Vermeiden von zu hohen Unterdrücken in der Gesamtanlage Kontrolle der Temperaturen auf mögliche Nachverbrennungszonen	Anlagenschaden (Ausfall einer Komponente bzw. der Gesamtanlage)	Bei Falschlufteintrag wenn möglich das Leck abdecken bzw. die Flanschverbindung kontrollieren Bleibt die Nachverbrennung aufrecht, ist aus Sicherheitsgründen die Anlage in den gesicherten Betriebszustand zu überführen beim Ausfall der Gaskühlung ist aus Sicherheitsgründen die Anlage in den gesicherten Betriebszustand zu überführen
GGA/2 - Anlagendruck in der Gasreinigung außerhalb des Normalbereiches	Alarmsignale (Hupe bzw. Bedienfenster-Programm) geringer Luftdurchsatz bzw. geringe Vergaserluftgebläsedrehzahl Gasaustritt im Vergaserbereich	Fehler in der Vergaserunterdruckregelung Zu hohe Gasdurchsätze, zu hoher Unterdruck im Vergaser (Einstellung -Sollwertvorgabe)	Vermeidung von zu hohen Gasdurchsätzen Regelmäßige Kontrolle der Vergaserdruckregelung Entsprechende Sollwerte für den Gasdurchsatz und den Vergaserdruck wählen	Lufteintritt Im Gasreinigungsbereich im Normalfall keine bei Überdruck in der Gasleitung besteht die Gefahr des Gasaustrittes	Gasdurchsatz drosseln / erhöhen bei falscher Vorgabe des Vergaserdruckes auf Normwerte korrigieren
GGA/3 - Versperrung des Gasweges	Gasaustritt im Bereich des Vergasers oder der Gasreinigung	Teerablagerungen Explosion Fehlstellung einer Klappe Fehler bei einer der Abreinigungen (Stickstoff strömt unter Druck ein) Motor fällt aus	Regelmäßige Wartung Druckverlust in den Rohrleitungen und Komponenten regelmäßig überprüfen und frühzeitig reagieren (Temperatur, Reinigung,...) bei Motorausfall Klappenfehlstellung kann durch eine entsprechende Programmlogik im Automatikbetrieb verhindert	Gasaustritt im Bereich des Vergasers Gasaustritt Personenschaden Anlage kann nicht weiterbetrieben werden	Kann die Ursache nicht sofort behoben werden, ist die Anlage in gesicherten Betriebszustand zu überführen. Bei einem Leck in der Anlage ist die Anlage in den gesicherten Betriebszustand zu überführen.



**Projekt - Energiesysteme der Zukunft
Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen**



GASREINIGUNG					
Gefahrensituation	Bemerkbar durch	Mögliche Ursachen	Möglichkeiten zur Vermeidung	Mögliche Auswirkungen/Gefahren	Maßnahmen beim Auftreten des pot. Problems
GG4 - Ausfall eines Gasfördergebläses	Alarmsignale (Hupe bzw. Bedientenster-Programm) Gasaustritt im Bereich des Vergasers Absinken des Gaszeugungsvolumens - Motorausfall	Defekt in der Ansteuerung Überlast	Redundantes Gebläse für den Notfall Regelmäßige Überprüfung der Gastemperaturen vor dem Gebläse	Überdruck in der Anlage – Gasaustritt	Überführung in den gesicherten Anlagebetrieb Freigabe eines Notgaswege über Injektorbetriebene Gasnotverwertung
GGK1 - Ausfall der Gaskühlung	Alarmsignale (Hupe bzw. Bedientenster-Programm)	Wärmeaustauscher- verschmutzung	regelmäßige Wartung und Inspektion	Schädigung der nachfolgenden Anlagenteile	Überführen der Anlage in gesicherten Betrieb
GGK2 - Ablagerung und Abreinigung	Temperatur und Druck in der Anlage außerhalb des Normbereiches	Schlechter Vergaserbetrieb Falsche Anlagenkonfiguration		Verblockung	Wartung und Inspektion Anlage in gesicherten Betriebszustand überführen
GGZ1 - Betriebsstörung Staubaustrag Zyklon	Druckverlust Verstärker Staubeintrag in nachfolgende Anlagenteile	falsche Auslegung	regelmäßige Wartung und Inspektion	Verblockung	Anlage in gesicherten Betriebszustand überführen
GGZ2 - Staubexplosion 2. phasiger Gemische	Alarmsignale (Hupe bzw. Bedientenster-Programm) Temperatur und Druck in der Anlage außerhalb des Normbereiches	Fehlende Anlageneinheit Störung in den Austragssystemen	Reinigung und Wartung in den Austragseinrichtungen bzw. Reinigungseinrichtungen	Anlagenschaden (Ausfall einer Komponente bzw. der Gesamtanlage)	Anlage in gesicherten Betriebszustand überführen
GGF1 - Ausfall der Abreinigung	steigende Druckverlust Verblockungserscheinunge n Gebläsedrehzahl des regelnden Gasreinigungsgeläses steigt Bei inaktiver Durchsatzregelung sinkt der Gasdurchsatz	Abreinigungsmedium verbraucht Zu geringer Abreinigungsdruck Defekt der Abreinigung (Materialschaden,...)	Abreinigungsdruck anpassen Regelmäßige Wartung Genügend Abreinigungsmedium vorhanden	Gasdurchsatz wird geringer sofern die Durchsatzregelung inaktiv ist bzw. die Leistungsreserven des Gebläses erreicht sind Motorausfall Anlagenausfall	Anlage in gesicherten Betriebszustand überführen, wenn eine Behebung der Störung nicht möglich ist



**Projekt - Energiesysteme der Zukunft
Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen**



GASREINIGUNG				
Gefahrensituation	Bemerkbar durch	Mögliche Ursachen	Mögliche Auswirkungen/Gefahren	Maßnahmen beim Auftreten des pot. Problems
GGN/1 - Temperatur im Gas/Waschmedium außerhalb des zulässigen Bereichs	Alarmsignale (Hupe bzw. Bedientenster-Programm)	Ausfall der Quench-Vorrichtung Ausfall der Umwälzpumpe – siehe Kein Waschmedium im Wäscher - Trockenlauf	Regelmäßige Füllstandskontrolle des Wäschers	Kontrolle der Quench-Vorrichtung, des Wäscherfüllstandes und der Umwälzpumpe
GGN/2 - Defekte Füllstandsanzeigen	Kein Signal	Elektrischer Defekt Mechanischer Defekt	Redundantes System	zusätzliches Umpumpen Wenn möglich Reparatur – wenn nicht möglich ist aus Sicherheitsgründen die Anlage in gesicherten Betrieb zu überführen
GGN/3 - Ausfall der Abwasseraufbereitung	Alarmsignale (Hupe bzw. Bedientenster-Programm)	Verstopfung einer Leitung, Pumpe oder eines Ventils	Regelmäßige Wartung/Überprüfung	Wenn möglich Reparatur – wenn nicht möglich ist aus Sicherheitsgründen die Anlage in gesicherten Betrieb zu überführen



**Projekt - Energiesysteme der Zukunft
Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen**

GASNUTZUNG - GASVERWERTUNG - WÄRME-AUSKOPPLUNG					
Gefahrensituation	Bemerkbar durch	Mögliche Ursachen	Möglichkeiten zur Vermeidung	Mögliche Auswirkungen/Gefahren	Maßnahmen beim Auftreten des pot. Problems
GM/1 - Motorausfall	Alarmsignale (Hupe bzw. Bedienfenster-Programm) Gasaustritt im Vergaser	Prozessschwankungen Wasser wird aus der Gasreinigung mitgerissen	Gasweg ist versperrt Anordnung einer Überströmklappe in Richtung Fackel für den Abtransport des Gases	Gasweg ist versperrt Eventuelle Prozesswärme ist nicht mehr zur Verfügung (Motorabwärme)	Reparatur, das anfallende Kondensat kann in Fässern zwischengelagert und später entsorgt werden Gesicherte Gasentsorgung über Fackelsystem
GM/2 - Produktgasdruck außerhalb des Normalbereiches	Lastverhalten des Motors Warnung Prozessleitsystem bei Über- und Unterdruck verbrennen Produktgas in der Fackelleitung (Überdruckventil)	Fehler/Störung Durchsatzregelung oder Unterdruckregelung Leistungsschwankung Motor	Lastabwurf Motor Angepasste Gebläseregelcharakteristik	bei Überdruck bzw. Unterdruck Gasaustritt bzw. Lufteintritt Überströmen von Produktgas in die Fackelleitung, Verbrennen von Produktgas in der Fackel	Korrektur Anlagengesamtdurchsatz
GM/1 - Fehlfunktion Notfackel	Erlöschen der Fackelflamme Geruchsentwicklung Übertemperatur Fackel	Ausfall Fackelinjektor Ausfall Stützfeuerung Verblockung Notgasweg Fehlfunktion Überdruckklappen	regelmäßige Wartung redundante Systeme	Brand- und Explosionsgefahr Umweltbelastung Personenschaden	Anlagenleistung senken (Gesamtdurchsatz) und je nach Schwere der Störung Anlage außer Betrieb nehmen Anlage in gesicherten Betrieb überführen
GME/1 - Ausfall Nahwärmenetz	Unzulässiger Anstieg der Motorkühlmitteltemperaturen Temperatur ausserhalb des Normalbereiches Leckage im Wasserversystem Lastabwurf	Pumpenausfall Ausfall von Misch- oder Regulierventilen	Einsatz von Hilfskühlern für das kontrollierte Abschalten der Gesamtanlage redundante Systeme	Übertemperatur Dampfschläge	Leistungsreduktion Reservewärmeerzeuger in Betrieb nehmen
GME/2 - Schwankung MOTOR-GENERATOR	Asynchronlauf Netzschwankung Einspeiseenergieschwankung	Leistungsschwankung in der Gaserzeugungsanlage Motor - Vergassungsanlagenrückwirkung			

www.NachhaltigWirtschaften.at