



Energiesysteme der Zukunft

eine Initiative des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT)

Endbericht

erstellt im
September 2008

Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze

Projektnummer 812786

Auftragnehmer:
HEI Consulting GmbH

Autoren:

Josef Bärnthal, Harald Bergmann, Dieter Hornbachner,
Georg Konrad, Vitaliy Kryvoruchko, Ludwig Targyik-Kumer,
Christian Pinter, Christian Wartha

2. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft



Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze. Biogas-Mikronetze

Projektnummer 812786

Prüfung der technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten der Verwertung von Biogas aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen durch den Aufbau lokaler Gasversorgungen mittels Biogas-Mikronetzen.

Proof of the technical and economic feasibility of the utilization of biogas from agricultural biogas facilities by means of local micro grids.

Projektleiter:

DI Dr. Dieter Hornbachner, HEIc Hornbachner Energie Innovation Consulting GmbH

Projektmitarbeiter:

DI Josef Bärnthaler, Energieagentur Obersteiermark

DI (FH) Harald Bergmann, Energieagentur Obersteiermark

DI Georg Konrad, HEIc Hornbachner Energie Innovation Consulting GmbH

DI Dr. Vitaliy Kryvoruchko, HEIc Hornbachner Energie Innovation Consulting GmbH

DI (FH) Christian Pinter, Fachhochschulstudiengänge Burgenland GmbH

Dr. Ing. Ludwig Targyik-Kumer, Ingenieurkonsulent für technische Physik

DI Dr. Christian Wartha, Fachhochschulstudiengänge Burgenland GmbH

Projektsupport:

Diana Köbrunner, HEIc Hornbachner Energie Innovation Consulting GmbH

Rusbeh Rezania, BSc., HEIc Hornbachner Energie Innovation Consulting GmbH

Fachbeiträge:

Dr. Karin Mairitsch, (Qualitative Gasmessung)

Dr. Reinhard Schanda, Dr. Angela Heffermann, (Rechtliche Rahmenbedingungen für den Bau und den Betrieb eines Biogasmikronetzes)

Wien, im September 2008

Ausschreibung	2. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft
Projektstart	1. März 2007
Projektende	30. Juni 2008
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	16 Monate
Redaktionsschluss Endbericht	1. September 2008
Auftragnehmer (Insti- tution)	HEIc Hornbachner Energie Innovation Consulting GmbH
Ansprechpartner	DI Dr. Dieter Hornbachner
Postadresse	Ameisgasse 65, 1140 Wien
Telefon	+43/1/91 21 351-0
Fax	+43/1/91 21 351-22
E-mail	dieter.hornbachner@hei.at
Web site	www.hei.at

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG.....	XIV
ABSTRACT	XVI
PROJEKTABRISS.....	1
1 EINLEITUNG.....	8
2 ZIELE DES PROJEKTS.....	9
3 INHALTE UND ERGEBNISSE DES PROJEKTS.....	9
3.1 VERWENDETE METHODEN UND DATEN	10
3.2 STAND DER TECHNIK	11
3.3 INNOVATIONSGEHALT DES PROJEKTES	12
3.4 PROJEKTERGEBNISSE	12
4 AUFBAU, STRUKTUR UND BETRIEB VON BIOGAS-MIKRONETZEN	15
4.1 CHARAKTERISTIKA VON BIOGAS-MIKRONETZEN	17
4.2 PRAXISBEISPIELE	19
4.2.1 Deutschland	19
4.2.2 Dänemark	20
4.2.3 Österreich	21
4.2.4 Schweden	21
4.3 FLÜSSIGERDGAS, FLÜSSIGMETHAN UND FLÜSSIGGAS.....	23
4.4 PROTOTYPISCHE MIKRONETZ-STRUKTUREN	25
4.4.1 Mikronetz Typ 1a: Ländliches Ortsnetz	26
4.4.2 Mikronetz Typ 1b: Ländliches Ortsnetz mit Erdgasanschluss	27
4.4.3 Mikronetz Typ 2a und 2b: Ländliches Ortsnetz – Kampagnenbetrieb ohne und mit Erdgasanschluss	28
4.4.4 Mikronetz Typ 3a und 3b: Ländliches Ortsnetz mit abgeschriebenem BHKW ohne und mit Erdgasanschluss	29
4.4.5 Mikronetz Typ 4a: Gewerbegebiet	29
4.4.6 Mikronetz Typ 4b: Gewerbegebiet mit Erdgasanschluss	30

4.4.7	<i>Mikronetz Typ 5: Gemischtes Gebiet</i>	30
4.4.8	<i>Mikronetz Typ 6: Gemischtes Gebiet mit Erdgasanschluss</i>	31
4.5	CONCLUSIO AUFBAU, STRUKTUR UND BETRIEB VON BIOGAS-MIKRONETZEN.....	32
5	ERZEUGUNGS- UND LASTPROFILE.....	34
5.1	ERZEUGUNGSPROFIL DER BIOGASANLAGE	34
5.1.1	<i>RWP Bioenergie GmbH</i>	34
5.2	REALE LASTPROFILE	37
5.2.1	<i>Bäckerei</i>	38
5.2.2	<i>Wäscherei</i>	42
5.2.3	<i>Wohngebäude</i>	46
5.2.4	<i>Ortsgasversorgung I (nur Haushaltskunden)</i>	51
5.2.5	<i>Ortsgasversorgung II (Haushalte)</i>	55
5.3	VERBRAUCHERSTRUKTUREN.....	59
5.3.1	<i>Ländliches Ortsnetz</i>	59
5.3.2	<i>Gewerbegebiet</i>	60
5.3.3	<i>Gemischtes Gebiet</i>	60
5.4	CONCLUSIO DER ERZEUGUNGS- UND LASTPROFILE	62
6	BIOGASANLAGEN- UND SPEICHERDIMENSIONIERUNG	63
6.1	SIMULATIONSTOOL „HEI MICRONET“	64
6.2	INPUTDATEN	64
6.2.1	<i>Jahreslastgang, Verbraucherstrukturen</i>	64
6.2.2	<i>Biogasproduktion</i>	65
6.2.3	<i>Speicherkapazität</i>	65
6.2.4	<i>Biogenes Deckungspotenzial</i>	65
6.3	SCHEMA DES SIMULATIONSTOOLS	68
6.4	SIMULATIONEN.....	69
6.4.1	<i>Mikronetze Typ 1a und 1b „Ländliches Ortsnetz“</i>	69
6.4.2	<i>Mikronetze Typ 4a und 4b „Gewerbegebiet“</i>	82
6.4.3	<i>Mikronetze Typ 5 und 6 „Gemischtes Gebiet“</i>	94
6.5	CONCLUSIO SIMULATION	107
7	LASTMANAGEMENT	108
7.1	ALLGEMEIN	108
7.2	FLÜSSIGMETHANSPEICHER	108
7.2.1	<i>Einspeisung von Flüssigmethan in Biogas-Mikronetze</i>	110

7.2.2	<i>Betriebs- und Investitionskosten von Flüssigmethanspeichern</i>	110
7.2.3	<i>Conclusio der Flüssigmethanspeicherung</i>	111
7.3	SPEICHERMÖGLICHKEITEN VON BIOGAS	112
7.3.1	<i>Drucklose Gasspeicher</i>	112
7.3.2	<i>Niederdruckspeicher</i>	114
7.3.3	<i>Mitteldruckspeicher</i>	119
7.3.4	<i>Hochdruckspeicher</i>	121
7.3.5	<i>Gasleitung als Speicher</i>	125
7.3.6	<i>Conclusio der Biogasspeichermöglichkeiten</i>	129
7.4	KOPPELSTATION ZUM ERDGASNETZ (BEIMISCHUNG VON ERDGAS ZUM BIOGAS).....	130
7.5	LEISTUNGSSTEUERUNG (MODULATION) DER ERZEUGUNG.....	130
7.6	KOMBINATION EINES BIOMASSEHEIZWERKS MIT BIOGASNETZ.....	131
7.7	VERSTROMUNG VON GASÜBERSCHÜSSEN	132
7.7.1	<i>Blockheizkraftwerk</i>	132
7.7.2	<i>Mikrogasturbinen</i>	134
7.7.3	<i>Brennstoffzellensysteme</i>	135
7.8	VERBRAUCHERSEITIGE MAßNAHMEN IM LASTMANAGEMENT	136
7.8.1	<i>Lastabwurf</i>	136
7.8.2	<i>Steuerbare Verbraucher</i>	137
7.8.3	<i>Brennstoffwechsel (Fuel-Switch) bei den Abnehmern</i>	137
7.8.4	<i>„Neue“ Biogas-Verbraucher</i>	138
7.9	CONCLUSIO – LASTMANAGEMENT BEI BIOGAS-MIKRONETZEN	140
8	MESSUNG	142
8.1	QUALITATIVE MESSUNG.....	143
8.1.1	<i>Exkurs - Messung der Wärmeleitfähigkeit</i>	144
8.2	QUANTITATIVE MESSUNG	145
8.2.1	<i>Exkurs - Messung der Druckdifferenz an einer Normblende oder Staudrucksonde</i>	146
8.2.2	<i>Exkurs - Messung der Druckdifferenz durch thermische Massendurchflussmessung</i>	147
8.3	MARKTRECHERCHE	148
8.3.1	<i>Messgeräte zur qualitativen Messung</i>	148
8.3.2	<i>Messgeräte zur quantitativen Messung</i>	149
8.4	BEWERTUNG MARKTRECHERCHE	149
8.5	NEUE MESSTECHNOLOGIEN.....	150
8.6	CONCLUSIO MESSUNG	151

9	NETZ- UND LEITUNGSBAU	152
9.1	ANFORDERUNGEN AN DEN BAU EINES BIOGAS-MIKRONETZES	152
9.1.1	<i>Mechanische Festigkeit</i>	152
9.1.2	<i>Chemische Beständigkeit</i>	152
9.1.3	<i>Auswahl der Rohrleitungen</i>	154
9.1.4	<i>Verbindungstechnik</i>	154
9.1.5	<i>Verlegung der Rohrleitungen</i>	156
9.1.6	<i>Odorierung</i>	157
9.2	DIMENSIONIERUNG VON ROHRLEITUNGEN.....	158
9.2.1	<i>Druckverlustberechnung</i>	158
9.2.2	<i>Heizwert von Biogas</i>	160
9.2.3	<i>Berücksichtigung von Lastzuständen</i>	160
9.2.4	<i>Dimensionierung der Biogas-Mikronetze</i>	161
9.3	BEWERTUNG DER BIOGAS-MIKRONETZE	172
9.4	CONCLUSIO DES NETZ- UND LEITUNGSBAUS FÜR BIOGAS-MIKRONETZE	173
10	AUSWIRKUNGEN DER GASQUALITÄT AUF DIE VERBRENNUNG.....	175
10.1	GASKENNWERTE	175
10.2	GASBRENNERTECHNIK.....	181
10.3	AUSWIRKUNGEN DER BRENNTECHNISCHEN KENNWERTE	186
10.4	REGELUNG DER GASGERÄTE BEI ÄNDERUNG DER GASBESCHAFFENHEIT.....	188
10.5	GASBEGLEITSTOFFE UND IHRE MÖGLICHEN AUSWIRKUNGEN.....	191
10.6	AUSSAGEN VON KESSELHERSTELLERN	192
10.7	NEUENTWICKLUNGEN	194
10.8	CONCLUSIO AUSWIRKUNGEN GASQUALITÄT.....	195
11	INNOVATIVER BIOGAS-EINSATZ.....	199
11.1	ALLGEMEINES	199
11.2	KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG (KWK)	199
11.3	GASBETRIEBENE WÄRMEPUMPEN	202
11.3.1	<i>Bauarten von Gasklimageräten (Wärmepumpen)</i>	203
11.3.2	<i>Effizienzvergleich Heizungssysteme</i>	206
11.3.3	<i>Effizienzvergleich Kühlsysteme</i>	207
11.3.4	<i>Emissionsvergleich</i>	209
11.3.5	<i>Verwendung von Biogas für Gaswärmepumpen</i>	211
11.3.6	<i>Solarunterstützte (hybride) Kühlanlagen</i>	211

11.3.7	<i>Wärmepumpensysteme - Einsatzmöglichkeiten</i>	211
11.3.8	<i>Zusammenfassung</i>	214
11.4	BIOGAS ALS TREIBSTOFF	214
11.4.1	<i>Allgemeines</i>	215
11.4.2	<i>Anforderung an die Gasqualität</i>	215
11.4.3	<i>Anforderungen an die Verdichtung</i>	217
11.4.4	<i>Emissionsvergleich fossiler Treibstoffe im Verkehrssektor</i>	218
11.4.5	<i>Exkurs: Biogas-Tankstellen in Europa</i>	220
11.5	CONCLUSIO INNOVATIVER BIOGAS-EINSATZ.....	225
12	GASBEIMISCHUNG	226
12.1	ALLGEMEIN	226
12.2	UNTERSCHIEDLICHE GASQUALITÄTEN.....	226
12.3	BEIMISCHUNG VON BRENNGASEN.....	227
12.3.1	<i>Erdgas aus dem Erdgasnetz</i>	227
12.3.2	<i>Methan bzw. Compressed Natural Gas (CNG)</i>	229
12.3.3	<i>Flüssigmethan (LNG)</i>	229
12.3.4	<i>Flüssiggas (LPG)</i>	230
12.4	KONDITIONIERUNGSGASE	232
12.4.1	<i>Luft</i>	232
12.4.2	<i>Stickstoff (N_2)</i>	233
12.4.3	<i>Kohlendioxid (CO_2)</i>	234
12.4.4	<i>Gasmengenberechnung</i>	236
12.4.5	<i>Gasmischanlagen</i>	238
12.4.6	<i>Kosten der Beimischgase</i>	241
12.4.7	<i>Ökologische Bewertung der Gasbeimischung</i>	244
12.4.8	<i>Conclusio Gasbeimischung</i>	244
13	RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN BAU UND DEN BETRIEB EINES BIOGAS-MIKRONETZES	245
13.1	BIOGAS-MIKRONETZ VERSUS BIOGAS-NETZEINSPEISUNG.....	245
13.2	BETRIEBSDRUCK UND BIOGAS-MIKRONETZ	246
13.3	RECHTLICHE VORAUSSETZUNGEN FÜR DIE ERRICHTUNG UND DEN BETRIEB EINES LOKALEN BIOGASNETZES	246
13.3.1	<i>Genehmigungspflicht nach dem Anlagenrecht des GWG</i>	246
13.3.2	<i>Genehmigung nach dem Anlagenrecht des Abfallwirtschaftsgesetzes 2002</i>	247
13.3.3	<i>Genehmigung nach dem Rohrleitungsgesetz</i>	249
13.3.4	<i>Genehmigung nach dem Anlagenrecht der Gewerbeordnung</i>	250
13.3.5	<i>Andere Bereiche des öffentlichen Rechts</i>	251

13.3.6	<i>Technische Richtlinien der ÖVGW</i>	252
13.3.7	<i>Verfahrenskonzentration nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000</i>	252
13.4	KONZESION FÜR EIN BIOGAS-MIKRONETZ	253
13.5	GEWÄHRLEISTUNG UND SCHADENERSATZ BEI LIEFERAUSFALL BZW. QUALITÄTSSCHWANKUNGEN	253
13.6	ABTRENNUNG EINES LOKALEN ERDGASNETZES ZUR UMWANDLUNG IN EIN MIKRONETZ	254
13.7	UNTERSCHIEDLICHE RECHTLICHE VORAUSSETZUNGEN FÜR UNTERSCHIEDLICHE NETZPARAMETER	255
13.8	VORSCHLÄGE FÜR DIE NOVELLIERUNG DER RECHTLICHEN GRUNDLAGEN IN ÖSTERREICH	255
13.8.1	<i>Empfehlung 1: Novellierung Rohrleitungsgesetz bzw. Gewerbeordnung</i>	256
13.8.2	<i>Empfehlung 2: Technologie- bzw. CO₂-Bonus</i>	256
13.8.3	<i>Empfehlung 3: Schaffung Ökogasgesetz</i>	256
13.8.4	<i>Empfehlung 4: Änderung der ÖVGW-RL 31</i>	256
13.8.5	<i>Empfehlung 5: Genehmigungsaufwand</i>	256
13.8.6	<i>Empfehlung 6: Nachhaltiger Energiepflanzenbau und -nutzung</i>	257
13.9	CONCLUSIO RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN	257
14	PILOTSTANDORT	258
14.1	VORBEMERKUNG.....	258
14.2	STANDORTBESCHREIBUNG/ UMFELDANALYSE	258
14.2.1	<i>Struktur der Gemeinde</i>	258
14.2.2	<i>Standort der möglichen Biogasanlage</i>	259
14.3	ROHSTOFFVERSORGUNG	261
14.3.1	<i>Landwirtschaftliche Rohstoffe (Energiepflanzen) und Gülle der Umgebung</i>	261
14.3.2	<i>Substrate für Kofermentation</i>	262
14.4	VERWERTUNG DES FERMENTATIONSRÜCKSTANDES	263
14.5	AUFBAU UND STRUKTUR DES BIOGAS-MIKRONETZES IM PILOTPROJEKT	264
14.6	DIMENSIONIERUNG DES BIOGAS-MIKRONETZES FÜR DAS PILOTPROJEKT	264
14.7	DIMENSIONIERUNG DER BIOGASANLAGE	269
14.8	LASTMANAGEMENT.....	269
14.9	WIRTSCHAFTLICHKEIT DES BIOGAS-MIKRONETZES	270
14.10	CONCLUSIO STANDORTKONZEPT.....	271

15	KOSTENSTRUKTUR UND WIRTSCHAFTLICHKEIT.....	272
15.1	METHODIK DER DYNAMISCHEN WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG	272
15.2	ERWEITERTES SIMULATIONSTOOL „HEI MICRONET“	274
15.3	INPUTDATEN (KOSTENBLÖCKE)	274
15.3.1	<i>Kostenblock Biogasanlage</i>	275
15.3.2	<i>Kostenblock Biogasaufbereitung</i>	275
15.3.3	<i>Kostenblock Backup-System</i>	277
15.3.4	<i>Kostenblock Leitungsnetz</i>	277
15.3.5	<i>Kostenblock Überschussverwertung</i>	278
15.3.6	<i>Spezifische Kosten einzelner Kostenblöcke der Biogas-Mikronetzen</i>	278
15.4	WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE	280
15.4.1	<i>Biogas-Mikronetze Typ 1a und 1b: „ländliches Ortsnetz“ mit Backup-System</i>	280
15.4.2	<i>Biogas-Mikronetze 4a und 4b „Gewerbegebiet“</i>	290
15.4.3	<i>Mikronetze Typ 5 und 6 „Gemischtes Gebiet“</i>	298
15.5	CONCLUSIO KOSTENSTRUKTUR UND WIRTSCHAFTLICHKEIT	306
16	DETAILANGABEN IN BEZUG AUF DIE ZIELE DER PROGRAMMLINIE.....	309
17	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND GEWONNENE ERKENNTNISSE.....	312
17.1	WEITERARBEIT DES PROJEKTTEAMS	313
17.2	RELEVANZ DER PROJEKTERGEBNISSE FÜR WELCHE ZIELGRUPPEN.....	314
18	AUSBLICK/EMPFEHLUNGEN	316
18.1	UMSETZUNG DEMONSTRATIONSPROJEKT	316
18.2	EMPFEHLUNGEN FÜR WEITERE FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSArbeiten	317
19	VERZEICHNISSE	319
19.1	LITERATURVERZEICHNIS	319
19.2	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	333
19.3	TABELLENVERZEICHNIS	347
20	ANHANG	352
20.1	ERZEUGUNGS- UND LASTPROFILE	352
20.1.1	<i>Normlastprofile (NLP)</i>	352
20.1.2	<i>Weitere Erzeugungsprofile von Biogasanlagen</i>	362
20.1.3	<i>Weitere reale Lastprofile</i>	369

20.2	LASTMANAGEMENT	412
20.2.1	<i>Lieferanten von Gastankstellen und/oder Verdichtern</i>	412
20.2.2	<i>Lieferanten und Hersteller von Biogasspeichern</i>	413
20.3	MESSUNG	415
20.3.1	<i>Hersteller von Gasmessgeräten</i>	415
20.4	NETZ- UND LEITUNGSBAU	416
20.4.1	<i>Netz- und Leitungsbauberechnungen allgemein</i>	419
20.4.2	<i>Dimensionierung der Biogas-Mikronetze</i>	425
20.4.3	<i>Ergebnisse aus der Berechnung mittels „Druckverlust 6.2“</i>	429
20.4.4	<i>Berechnung der Anschlussleitungen mittels „Druckverlust 6.2“</i>	438
20.4.5	<i>Biogas-Mikronetzberechnung</i>	440
20.4.6	<i>Kostenberechnung des Leitungsbaus</i>	443
20.4.7	<i>Berechnung Standortentwicklung „Projekt 1“</i>	444
20.4.8	<i>Anschlussleitungen für die Standortentwicklung „Projekt 1“</i>	447
20.5	INNOVATIVER BIOGAS-EINSATZ	450
20.5.1	<i>Hersteller bzw. Anbieter von gasbetriebenen Wärmepumpen</i>	450
20.6	GASBEIMISCHUNG	451
20.6.1	<i>Hersteller von Gasmischsanlagen</i>	451
20.7	RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN BAU UND DEN BETRIEB EINES BIOGAS-MIKRONETZES	452
20.7.1	<i>Genehmigungs- und Anzeigepflicht für ortsfeste Behandlungsanlagen (§ 37 AWG 2002)</i>	452
20.7.2	<i>§ 2 der Gewerbeordnung 1994</i>	454
20.7.3	<i>Gegenstand der Umweltverträglichkeitsprüfung (§ 3 UVP-G 2000)</i>	461
20.8	PILOT-STANDORTENTWICKLUNG FÜR EIN BIOGAS-MIKRONETZ	464
20.8.1	<i>Pilotprojekt Berechnung Nr.: 1 – 11</i>	464
20.8.2	<i>Pilotprojekt Anschlussleitungen Berechnung Nr.: 1 – 9</i>	468
20.8.3	<i>Netzlängen der einzelnen Rohrdurchmesser</i>	471
20.8.4	<i>Lokale Anschlüsse der einzelnen Abnehmer</i>	473
20.8.5	<i>Druckverluste im Hauptstrang und in den Zuleitungen</i>	474
20.8.6	<i>Kostenberechnung</i>	475
20.9	KOSTENSTRUKTUR UND WIRTSCHAFTLICHKEIT	476
20.9.1	<i>Mikronetze 1a und 1b</i>	476
20.9.2	<i>Mikronetze 4a und 4b</i>	479
20.9.3	<i>Mikronetze 5 und 6</i>	482

Danksagung

Wir möchten uns an dieser Stelle bei der Salzburg Netz GmbH, stellvertretend bei Herrn Dipl.-Ing. Rupert Haslinger, bedanken, der uns freundlicherweise Erdgaslastprofile zur Verfügung gestellt hat.

Vielen Dank für die Bereitstellung von Daten auch an
Herrn Siegfried Legath (Biogas Strem Errichtungs- und BetriebsGmbH & CoKG),
Herrn Johannes Schwarzmayr (Bioenergie Schwarzmayr KEG),
Herrn Christian Walch (RWP Bioenergie GmbH),
Herrn Karl Wenninger (Wenninger Biogas GmbH) und
Herrn Dipl.-Ing. Peter Zaruba (EVN AG).

Für fachliche Beiträge möchten wir uns bei Dr. Karin Mairitsch (Gasmessung), Ass.-Professor, Dipl.-Ing. Dr. Michael Harasek (Gasaufbereitung) und den Rechtsexperten Dr. Reinhard Schanda und Dr. Angela Heffermann bedanken.

Unser Dank gilt auch allen Unternehmen und Geschäftspartnern, die uns bei der Ermittlung von anlagenspezifischen technischen Informationen und Kosten tatkräftig unterstützt haben.

Kurzfassung

Die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen zur Stromerzeugung ist in Österreich durch hohe Rohstoffpreise stark gefährdet bzw. nicht gegeben. Neue, ökonomisch attraktivere Verwertungsformen für Biogas sind daher notwendig. Eine mögliche, alternative Verwertung ist die Vermarktung von Biogas in einem lokalen Biogas-Mikronetz direkt an die Verbraucher. In einem Biogas-Mikronetz wird gereinigtes und aufbereitetes Biogas auf niedrigem Druckniveau an die Verbraucher geleitet. Es besteht auf diese Weise die Chance, bei relativ geringen Kosten deutlich höhere Erträge zu erwirtschaften, als bei der Stromerzeugung zu staatlich vorgegebene, oft nicht kostendeckenden Fixtarifen.

Ziel des Projekts war es, die wirtschaftliche und technische Machbarkeit von Biogas-Mikronetzen zu untersuchen.

Die Studie hat gezeigt, dass die technische Realisierung von Biogas-Mikronetzen auf Basis des Standes der Technik machbar ist. Es sind jedoch gewisse Rahmenbedingungen zu beachten. So ist es zweckmäßig, die Gasqualität im Mikronetz bei ca. 90 % CH₄ konstant zu halten, da die Endverbrauchsgeräte (Gasbrenner) und die Messtechnik (Verbrauchsmessung) für (stark) schwankende Gasqualitäten nicht geeignet sind. Eine Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität gemäß ÖVGW G31 ist nicht erforderlich, stellt aber bei der saisonalen Gasspeicherung, bei der Einspeisung in das Erdgasnetz sowie der Nutzung als Treibstoff einen wesentlichen Vorteil dar.

Eine Herausforderung ist das Lastmanagement. In völlig autarken Mikronetzen ist dafür die Speicherung relativ großer Mengen Biogas notwendig, um einen tageszeitlichen und saisonalen Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch gewährleisten zu können. Hier besteht noch ein erheblicher Entwicklungsbedarf kostengünstiger Speicherverfahren.

Die durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen für verschiedenste prototypische Mikronetzstrukturen und einen Pilotstandort belegen die Konkurrenzfähigkeit von Biogas-Mikronetzen im Vergleich zu anderen Energieträgern. Die Berechnungen haben gezeigt, dass die Kosten maßgeblich vom Aufwand für die Speicherung bzw. für das Backup-System des Mikronetzes beeinflusst werden.

In einem Gewerbegebiet oder einem ländlichen Ortsnetz kann aufbereitetes Biogas (Biometan) mit einem Heizwert von rund 10,7 kWh/m³ (entspricht dem Heizwert von Erdgas) über das Mikronetz zu jeweils 0,61 und 0,65 €/m³ Biometan bereitgestellt werden. Diese Kosten gelten jedoch nur für ein Mikronetz, dessen Lastspitzen mittels Erdgas abgedeckt werden. Bei einem völlig autarken Mikronetz mit einem Mitteldruckspeicher zur saisonalen Biogasspeicherung steigen die Kosten auf 0,75 €/m³, was im Hinblick auf die zu erwartenden Preissteigerungen bei Öl und Erdgas dennoch wirtschaftlich attraktiv ist. Zum Vergleich: der Kleinverbraucherpreis für Erdgas liegt derzeit bei rund 0,58 €/m³ (WIENENERGIE 2008), jener von Heizöl EL zwischen 0,89 bis 1,02 €/Liter (Heizwert von 10,08 kWh/Liter).

Die Nutzung von Biogas (Biomethan) ist somit bereits heute äußerst wirtschaftlich und bietet einen Kostenvorteil von bis zu 40 % im Vergleich zu Heizöl. Biogas-Mikronetze sind daher eine überaus attraktive Option für eine nachhaltige regionale Energieversorgung.

Abstract

The economy of biogas plants producing mainly electricity is strongly endangered or not given due to high raw material prices.

New, economically more attractive forms of biogas utilisation are necessary. A possible, alternative utilization would be the direct marketing of fermentation gas to the consumers by a local "biogas micro grid". In the biogas micro grid the cleaned and conditioned biogas is led directly to the consumers on low pressure level. At this way there is the chance to gain by relatively low costs considerable higher profit than by the power generation to the by the state fixed feed-in tariffs, which are often not cost-covering.

The aim of this project was to examine economic and technical feasibility of biogas micro grids. The study showed that the technical implementation of biogas micro grids on basis of the (current) state of the art is feasible. However, certain basic conditions have to be considered.

It is advantageous to maintain the micro grid at a constant gas quality, with approx. 90 % CH₄, as the end consumer equipment (gas burners) and the measurement technique (consumption measurement) are not suitable for strong fluctuating gas qualities.

However, methane-enrichment of the biogas up to the natural gas quality in accordance to ÖVGW G31 is not necessary, but gives a considerable advantage regarding the seasonal gas storage, the feed into the natural gas grid or the use as fuel.

The load management is certainly a challenge, especially in completely self-sufficient biogas micro grids. In order to obtain a day-time and seasonal balance between production and consumption, storage of relatively large quantities of biogas is necessary. There still exists a substantial R&D need of economically effective storage technologies.

The accomplished calculations of biogas costs in different prototypical micro grid structures and a pilot location, demonstrate the competitiveness of biogas micro grids compared to fossil fuels. The calculations showed that the costs are considerably affected by investment and operating costs for biogas storage and the backup-system of the biogas micro grid.

In an industrial area or a rural local area the methane-enriched biogas (bio-methane) with a lower heating value approximately 10.7 kWh/m³ (corresponds to the lower heating value of natural gas) can be supplied to the end consumers for respectively 0.61 and 0.65 €/m³. However, these costs are only valid for a biogas micro grid, whose load peaks are covered by natural gas. The costs of biogas in a self-sufficient micro grid with a seasonal biogas storage by a medium pressure storage tank rise up to 0.75 €/m³. Nevertheless, regarding the expected increasing prices for oil and natural gas the biogas supplying is economically attractive.

In comparison: the price of natural gas for small consumers is at present approximately 0.58 €/m³ (Wienenergie, 2008), that of light heating oil is between 0.89 and 1.02 €/litre (the lower heating value of oil is 10.08 kWh/litre).

Therefore the use of biogas (bio methane) is economically effective and offers a cost advantage of up to 40 % compared with heating oil. Thus, biogas micro grids are an attractive option for a sustainable regional power supply.

Projektabriss

Ausgangssituation

In Österreich existieren derzeit 340 Biogasanlagen (Stand April 2008; ENERGIE-CONTROL GmbH 2008), deren Rentabilität durch stark steigende Rohstoffpreise gefährdet ist. Neue, ökonomisch attraktive Verwertungsalternativen für Biogas sind notwendig. Eine mögliche Lösung dieser kritischen Situation könnte die direkte Vermarktung von Biogas in eigens dafür errichteten, lokalen Biogas-Mikronetzen darstellen.

Inhalte und Zielsetzungen

Ziel des Projekts war es, die wirtschaftliche und technische Machbarkeit von Biogas-Mikronetzen zu untersuchen.

Unter einem Biogas-Mikronetz versteht man eine kleinräumige, örtliche Energieversorgung von mehreren Verbrauchern mit vor Ort erzeugtem Biogas über ein Niederdruck-Gasleitungsnetz. Das Biogas stammt dabei von einem oder mehreren landwirtschaftlichen (oder gewerblichen) Biogaserzeugern, die über das Mikronetz miteinander verbunden sind.

In einem Biogas-Mikronetz kann auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) oder nur gereinigtes, aber nicht oder nicht vollständig angereichertes Biogas auf niedrigem Druckniveau an die Verbraucher geleitet werden.

Die umfangreichen Fragestellungen des Projekts wurden in 12 Arbeitspaketen behandelt:

AP1: Aufbau, Struktur und Betrieb eines Biogas-Mikronetzes:

Es wurden unterschiedliche, prototypische Mikronetzstrukturen als Grundlage für weitere Detailuntersuchungen entwickelt.

AP2: Lastmanagement, Erzeugungs- und Lastprofile:

Erzeugerseitig wurden ausgewählte Erzeugungsprofile analysiert. Verbraucherseitig wurden Normlastprofile und reale Lastprofile unterschiedlicher Gasabnehmer untersucht. Das Zusammenwirken von Erzeugung und Verbrauch, und die daraus resultierenden Anforderungen an das Lastmanagement wurden mittels des eigens entwickelten Simulationstools „HEI Micronet“ dargestellt.

AP3: Technische Einrichtungen für das Lastmanagement:

Es wurde untersucht, welche Form des Lastmanagements in einem Mikronetz am zweckmäßigsten und technisch am kostengünstigsten umgesetzt werden kann.

AP4: Messung und AP5: Netz- und Leitungsbau:

Die technischen Möglichkeiten der Erfassung des Gasverbrauchs und die typischen Kosten für den Netz- und Leitungsbau wurden erhoben.

AP6: Auswirkungen der Gasqualität auf die Verbrennung:

Die Auswirkung der Gasqualität – wie sie in Biogas-Mikronetzen zu erwarten ist – auf marktgängige Gasbrenner im Haushalt wurde untersucht.

AP7: Innovativer Biogas-Einsatz:

Alternative Einsatzmöglichkeiten (z.B. Gaswärmepumpen) für die Verwertung von Biogas wurden erhoben und dargestellt.

AP8: Gasbeimischung:

Die wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte der Beimischung von Brenn- und Konditionierungsgasen wurden aufgezeigt.

AP9: Kostenstruktur und Wirtschaftlichkeit:

Für unterschiedliche Mikronetzstrukturen wurden je nach Versorgungssituationen und Bezugsquellen für das Zusatzgas und deren Speicheranlagen die wirtschaftlichen Optionen der Gasversorgung betrachtet.

AP10: Rechtliche Rahmenbedingungen

In diesem Arbeitspaket wurden rechtliche Rahmenbedingungen für den Bau und den Betrieb eines Mikronetzes analysiert und eine mögliche Vorgehensweise zur praktischen Umsetzung empfohlen.

AP11: Standortentwicklung Pilotanlage:

Anhand konkreter Standortbedingungen wurde eine optimale Mikronetzstruktur entwickelt und die Wirtschaftlichkeit geprüft.

AP12: Projektmanagement und Qualitätssicherung:

Die organisatorische Gesamtleitung umfasste unter anderem die Durchführung interner Workshops und das Verfassen der Projektberichte.

Methodische Vorgehensweise

Die angewandte Methodik kann wie folgt zusammengefasst werden:

- Erhebungen des Ist-Zustandes unter Zuhilfenahme des Fachwissens der Projektteilnehmer/innen, mittels Internet- und Literaturrecherche sowie durch Expert/innenbefragungen.
- Kostenerhebungen mittels Herstellerbefragungen und Einholen von Richtpreisangeboten.
- Durchführung von Sensibilitäts- und Wirtschaftlichkeitsanalysen.
- Weiterentwicklung, graphische Darstellung und Charakterisierung von z.B. Kenngrößen in den Arbeitsgruppen.
- Diskussion und Evaluierung der Ergebnisse im Rahmen der Projekt-Workshops.

Abgehaltene Workshops

Im Zuge der Projektdurchführung wurden acht Workshops mit den Projektteilnehmer/innen abgehalten. Zeitpunkt und inhaltliche Schwerpunkte der Workshops sind in nachfolgender Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1: Abgehaltene Workshops und Schwerpunkte

Workshop	Datum	Schwerpunkte
1.	13.03.2007	Kick-Off-Meeting; Arbeitspakete diskutiert, Zielsetzungen festgelegt
2.	21.05.2007	Mikronetzstruktur, Simulation, Gasmessung, Gasqualität
3.	10.09.2007	Gasmessung, Gasqualität, Lastmanagement
4.	24.09.2007	Lastmanagement, Netz- und Leitungsbau, Gasqualität, Innovativer Biogas-Einsatz
5.	20.11.2007	Lastmanagement, Netz- und Leitungsbau, Gasbeimischung, Wirtschaftlichkeit, Standortentwicklung
6.	15.01.2008	Zwischenbericht, Netz- und Leitungsbau, Standortentwicklung
7.	11.03.2008	Techn. Einrichtungen Lastmanagement, Netz- und Leitungsbau, Standortentwicklung, Gasbeimischung
8.	06.05.2008	Netz- und Leitungsbau, Wirtschaftlichkeit, Rechtliche Situation, Standortkonzept, Projektmanagement

Erzielte Ergebnisse

In der vorliegenden Studie wurden zu Beginn internationale Praxisbeispiele von lokal mit Biogas betriebenen Netzen untersucht. Bei den recherchierten Anlagen wird das Biogas entweder über eigens errichtete Biogasleitungen zu einem BHKW transportiert oder es wird aufbereitet und z.B. als Treibstoff verwendet. Einzige Ausnahme bildet das Gasversorgungssystem in Göteborg, in dem Biogas als Zusatzgas eingesetzt wird. Ein Biogas-Mikronetz, in dem Biogas ohne vollständige Aufbereitung direkt an mehrere Verbraucher geliefert wird, konnten wir im Rahmen unserer Recherchen nicht finden.

Im Weiteren wurde das Versorgungsmanagement des Biogas-Mikronetzes eingehend untersucht. Für die Berechnung der erforderlichen Biogasproduktionsvolumina und deren jährlicher Verbrauch in Abhängigkeit von den Verbraucherstrukturen, wurden auf Basis realer Lastprofile drei prototypische Verbraucherstrukturen („Ländliches Ortsnetz“, „Gewerbegebiet“, „Gemischtes Gebiet“), jeweils mit und ohne Erdgasanschluss, entwickelt. Der Gasverbrauch des ländlichen Ortsnetzes hängt charakteristisch von den Jahreszeiten ab. Der Gasverbrauch im Ortsgebiet ist im Winter wesentlich höher als im Sommer. Im Sommer steht daher eine hohe Menge an Überschussgas für Weiterverwertung zur Verfügung. Die unten dargestellten Grafiken (Abbildung 1) zeigen den Verbrauch und den Überschuss von Biogas im Biogas-Mikronetz vom Typus „Ländliches Ortsnetz“.

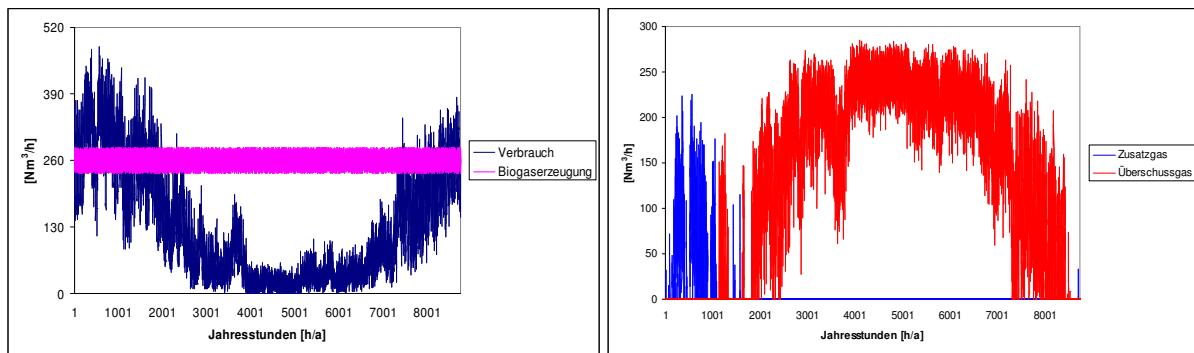


Abbildung 1: Jahreslastgang des Mikronetzes „Ländliches Ortsnetz“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei hohem biogenem Deckungspotenzial

Bei Mikronetzen mit Gewerbekunden konzentriert sich der Verbrauch hingegen auf die täglichen Öffnungszeiten, wobei sich die Höhe der Lastspitzen an den jeweiligen Produktionsleistungen der Firmen orientiert. Die Gasversorgung von Wirtschaftspräßen mit großindustriellen, energieintensiven Unternehmen ist durch landwirtschaftliche Biogasanlagen und Biogas-Mikronetze aufgrund der benötigten Gasmengen in der Regel nicht darstellbar und wurde daher nicht weiter untersucht.

Der Ausgleich zwischen Gasproduktion der Biogasanlage(n), die weitgehend konstant ist, und dem schwankenden Gasverbrauch der Abnehmer muss durch geeignetes Lastmanagement hergestellt werden. Dies erfolgt in völlig autarken Mikronetzen durch Zwischenspeicherung von Gasüberschüssen. Mögliche Verfahren in Mikronetzen sind die Druckspeicherung und die Verflüssigung (LNG). Beide Speichermöglichkeiten erfordern eine Gasaufbereitung (CO_2 -Abtrennung), ermöglichen aber in netzfernen Gebieten eine völlig autarke und erdgasunabhängige Gasversorgung. Bei Mikronetzen in der Nähe bestehender Erdgasleitungen kann eine Koppelstation zum Erdgasnetz errichtet werden, womit das Lastmanagement deutlich vereinfacht wird. Die Biogasanlage deckt dann etwa die Grundlast des Netzes und Verbrauchsspitzen werden über das Erdgasnetz abgedeckt. Diese Mikronetze sind dann jedoch nicht vollständig autark. Die Studie hat gezeigt, dass die Art des Lastmanagements bzw. die verwendete Speichertechnologie erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Mikronetzes hat. Es besteht hier ein großer Entwicklungsbedarf kostengünstiger Speichertechnologien.

Im Zuge des Projektes wurde durch umfangreiche Recherchen festgestellt, dass am Markt keine, für Kleinverbraucher geeignete, Biogasmess- und Biogasverbrauchsgeräte (z.B. Gasbrenner) existieren, die mit schwankendem oder niedrigem Methangehalt arbeiten können. Es wurden auch keine Anbieter von Kleinfeuerungssystemen für den Einsatz von nicht angereichertem Biogas gefunden. Deshalb wurde im weiteren Projektverlauf von der Aufbereitung des Biogases auf einen konstanten Methangehalt von ca. 97 Vol. % CH_4 ausgegangen.

Für den Aufbau des Niederdruck-Leitungsnetzes werden in der Regel chemisch beständige Polyethylenröhren (PE) verwendet. Die spezifischen Kosten dieser Leitungen (ohne Gra-

bungsarbeiten) liegen je nach Ausführung und Querschnitt zwischen ca. 79 €/lm (ländliches Ortsnetz) und etwa 116 €/lm (Gewerbenetz). Wenn das Netz und die Zuleitung zudem als Gaspeicher genutzt werden, können Kostensynergien generiert werden. In diesem Fall werden die Leitungen teilweise mit (teureren) Stahlrohren ausgeführt, die mit einem Druck von bis zu 100 bar betrieben werden können.

Die Studie hat gezeigt, dass auf Basis des Standes der Technik die Realisierung eines Mikronetzes jedenfalls gut möglich ist. Es sind jedoch gewisse Rahmenbedingungen, etwa was die Gasaufbereitung betrifft, zu beachten. Der größte technische Aufwand in einem Mikronetz ist für das Lastmanagement notwendig. Je nach Verbrauchsstruktur ist dafür die Speicherung mehr oder weniger großer Mengen Biogas notwendig. Es sind dazu mehrere Speichertechnologien verfügbar, deren Kosten aber noch sehr hoch sind.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für Bau und Betrieb eines Biogas-Mikronetzes waren ebenfalls Thema der Studie. Von den beigezogenen Rechtsexperten wurde dargestellt, dass je nach Betriebsdruck das Rohrleitungsgesetz oder die Gewerbeordnung Anwendung findet. Da im gegenständlichen Fall der Betriebsdruck unter 0,5 bar Überdruck betragen soll, sind die Bestimmungen der Gewerbeordnung relevant. Der Vollständigkeit halber wird darauf hingewiesen, dass bei der Errichtung und dem Betrieb einer Gasanlage die Gassicherheitsvorschriften zu beachten sind.

Die wirtschaftliche Analyse der unterschiedlichen Versorgungssituationen eines „ländlichen Ortsnetzes“, eines „Gewerbegebiets“ und eines „gemischten Gebiets“ wurden mit Hilfe des Simulationstools „HEI Micronet“ durchgeführt. Für die Versorgung eines ländlichen Ortsnetzes, das von einem starken Lastgang (Verbrauchsunterschied zwischen Winter- und Sommerzeit) geprägt ist, stellt in netzgebundenen Regionen der Anschluss des Mikronetzes an das Erdgasnetz zur Abdeckung der Spitzenlasten und Einspeisung von Gasüberschüssen mit 0,65 €/m³ Gas die kostengünstigste Variante der Versorgung mit Biomethan dar. In netzfernen Gebieten, wenn die Gasproduktionskapazität der Biogasanlage(n) den Jahresverbrauch des Ortsnetzes übersteigt und das Verbrauchsvolumen über 1 Mio. m³/Jahr liegt, kann durch langfristige Speicherung der Gasüberschüsse in einem Mitteldruckspeicher oder Verflüssigung in einer Mini-LNG-Anlage, das Biomethan um 0,75 €/m³ bzw. 0,79 €/Nm³ zur Verfügung gestellt werden. Wie bereits erwähnt, haben Lastmanagement bzw. Speicherung wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Biogas-Mikronetzes.

Wenn die Gasproduktionskapazität der Biogasanlage(n) unter dem Jahresverbrauch des Wohngebiets liegt, kann eine ökonomisch attraktive Gasversorgung nur in netzgebundenen Regionen oder bei entsprechendem Lastmanagement (z.B. „Fuel Switch“ oder Lastabwurf) gewährleistet werden.

Besteht die Verbrauchergruppe nur aus gewerblichen Kunden, geht man von einer geringen Jahres-, aber hoher Tagesschwankung im Gasverbrauch aus. In diesen Mikronetzen ist deshalb keine langfristige Speicherung von Biogas notwendig. Für die Abdeckung der Tageschwankungen kann z.B. ein Niederdruckspeicher kostengünstig eingesetzt werden. Die

Gaskosten in einem solchem Netz liegen je nach biogenem Deckungsgrad im Mikronetz zwischen 0,61 und 0,82 €/Nm³.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen (siehe Tabelle 2) belegen, dass die Biogasversorgung in Kombination mit dem Erdgasnetz als Backup-Versorgung und zur Gaseinspeisung von Gasüberschüssen ökonomisch annähernd mit reiner Erdgasversorgung vergleichbar ist. Im Vergleich zu Flüssiggas und Heizöl bietet das Biogas sogar ein Einsparungspotential von bis zu 40 %.

Tabelle 2: Gaspreise in Mikronetzen unterschiedlicher Typologie in Abhängigkeit von biogenem Deckungsgrad, Speichergröße und Speicherart im Vergleich zu anderen Brennstoffen

Konventionelle Brennstoffe	Kosten		
	exkl. Ust., Stand August 2008		
Erdgaspreis (Unterer Heizwert Hu=10,7 kWh/l) [€/m ³]	0,580*		
Flüssiggas (Unterer Heizwert Hu=11,7 kWh/l) [€/l]	0,767**		
Heizöl EL (Unterer Heizwert Hu=10,08 kWh/l) [€/l]	0,892-1,020**		
Biogas-Mikronetz	Biogenes Deckungspotential		
	hohes	mittleres	geringes
	[€/m ³]	[€/m ³]	[€/m ³]
Ländliches Ortsnetz:			
Erdgasanschluss (Netztyp 1b)	0,657	0,647	0,634
Mitteldruckspeicher (Netztyp 1a)	0,754	1,242	-
Flüssigmethantank (Netztyp 1a)	0,790	1,292	2,058
Mini-LNG-Anlage (Netztyp 1a)	0,853	1,396	-
Gewerbegebiet:			
Erdgasanschluss (Netztyp 4b)	0,614	0,611	0,601
Niederdruckspeicher (Netztyp 4b)	0,682	0,717	0,626
Flüssigmethantank+Niederdruckspeicher (Netztyp 4a)	0,688	0,822	1,907
Flüssigmethantank (Netztyp 4a)	0,895	1,178	1,621
Gemischtes Gebiet:			
Erdgasanschluss (Netztyp 6)	0,677	0,676	0,635
Niederdruckspeicher (Netztyp 6)	0,700	0,725	0,654
Niederdruckspeicher (Netztyp 5)	0,753	1,137	1,960
Flüssigmethantank (Netztyp 5)	0,885	1,211	2,177

* Quelle: WIENENERGIE (2008), **Quelle: Arbeiterkammer (2008)

Die Analysen der prototypischen Netzstrukturen und auch des Pilotprojekts (vgl. Kapitel 14) zeigen, dass die Errichtung einer Biogasanlage auf Basis von NAWAROs unter Einbeziehung der in der Umgebung verfügbaren Gülle auch bei derzeit hohen Rohstoffpreisen wirtschaftlich sinnvoll ist.

Ziel des Projekts war es, die wirtschaftliche und technische Machbarkeit von Biogas-Mikronetzen umfassend zu untersuchen und zu optimieren. Dies wurde im vorliegenden Projekt durch Optimierung der Investitions- und Betriebskosten erreicht. Durch den entsprechenden Netzaufbau und das Lastmanagement kann das Biogas in Mikronetzen zu mit Erdgas vergleichbaren Kosten angeboten werden. Künftig zu erwartende Kostensenkungen beim Bau eines Mikronetzes (insb. Speichertechnologien) auf der eine Seite und weitere Preissteigerungen bei Öl und Erdgas auf der anderen Seite, werden die wirtschaftliche Attraktivität von Biogas-Mikronetzen zusätzlich wachsen lassen.

Abschließend kann gesagt werden, dass die Verwertung von Biogas oder Biomethan (auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas) in einem Mikronetz wesentliche energetische und wirtschaftliche Vorteile gegenüber der konventionellen Biogas-Verstromung hat.

Die Nutzung von Biogas als Heizöl- oder Flüssiggassubstitut ist bereits heute äußerst wirtschaftlich und bietet ein Kostenreduktionspotential von bis zu 40 %!

Biogas-Mikronetze stellen somit eine wirtschaftlich attraktive Option für eine effiziente und nachhaltige regionale Energieversorgung dar. Mikronetze können künftig einen wesentlichen Beitrag zu energiewirtschaftlicher Autarkie und zur Reduktion klimaschädlicher Emissionen leisten.

Ausblick/Empfehlungen:

Um die Möglichkeiten von Biogas-Mikronetzen auch in der Praxis zu zeigen, sollte dieses Projekt nun durch den Bau einer Demonstrationsanlage seine Fortsetzung finden. Entsprechende Möglichkeiten werden vom Projektteam geprüft. Von mehreren Betreibern existierender Biogasanlagen besteht großes Interesse an der Verwertung des Biogases in einem Mikronetz, wie etwa im Wirtschaftspark Pöttelsdorf (Burgenland): dort soll das Biogas zweier bereits existierender Biogasanlagen (jeweils 250 kW_{el}) künftig als Erdgassubstitut über ein gewerbliches Mikronetz zur Versorgung des Wirtschaftsparks dienen. Weitere Demonstrationsprojekte zur Versorgung von Ortsgebieten mit Biogas, z.B. Wirtschaftspark Güssing (Burgenland), sind in Diskussion.

Weitere Optionen für effiziente Biogasnutzung wurden im gegenwärtigen Projekt eingehend diskutiert. Aus den dargestellten Resultaten, Recherchen internationaler Beispiele und Ergebnissen aus dem derzeit noch laufendem FFG Projekt Nr. 814153 (*Wirtschaftliche Chancen der Biogas-Versorgung netzferner Gas-Tankstellen gegenüber konventioneller Erdgas-Versorgung*), werden Demonstrationsprojekte zur Nutzung von Biomethan als Kraftstoff und zur Versorgung von netzfernen Gebieten mit komprimierten Biomethan über eine „Virtuelle PipeLine“ angestrebt. Auch der Einsatz von energieeffizienten Gaswärmepumpen für Heizung und Kühlung stellt eine interessante Methode zum Ausgleich des täglichen und jährlichen Gasverbrauchs im Mikronetz dar.

1 Einleitung

Einführung in die Thematik

Biogas als eine mögliche Form der nachhaltigen Energieproduktion gewann in den letzten Jahren in Europa immer mehr an Bedeutung. Im Gegensatz zu Deutschland folgte jedoch in Österreich nach einer Phase der Euphorie, nicht nur aufgrund der steigenden Rohstoffpreise, sondern vor allem wegen der Rechtsunsicherheit – Stichwort: Novellierung Ökostromgesetz 2008 – ein jähes Ende des Ausbaus der Biogastechnologie. Und gerade letzteres, die Novellierung des Ökostromgesetzes, beabsichtigte den Versuch der Rettung aller bestehenden und Förderung der zukünftigen Biogasanlagen. Hernach wird es daher entscheidend sein, die Biogastechnologie auf eine wirtschaftlich solide Basis zu stellen, und diese als Bestandteil eines neuen und nachhaltigen Energiesystems zu betrachten. Biogas-Mikronetze können hierfür einen wichtigen Beitrag leisten.

Vorarbeiten zum Thema

Der Bau von Biogas-Mikronetzen ist für die Biogassystemtechnik ein weitgehend neues Feld. In Deutschland, beispielsweise, bestehen bereits wenige so genannte Mikrogasnetze, die jedoch für die Biogasnutzung keine wirkliche Innovation darstellen. In diesen „Netzen“ wurde lediglich durch die Verlegung des Blockheizkraftwerkes in die Nähe des Wärmeverbrauchs eine effizientere Wärmenutzung erreicht. Daher ist ein Biogas-Mikronetz, wie auch die Analyse der Praxisbeispiele (siehe Kapitel 4.2) zeigt, eine innovative Nutzung von Biogas.

Schwerpunkte der Arbeit

Der Schwerpunkt der Arbeit in diesem Forschungsprojekt war die Beschreibung einer weiteren möglichen Nutzungsform für die Biogastechnologie. Dies wurde einerseits mit der Analyse von Lastprofilen für unterschiedliche Kunden (z.B. Ortsgasversorgung bzw. Versorgung von Privat- bzw. Kleinunternehmern) und andererseits mit der Analyse der heutigen Gasbrennertechnologien untersucht. Wesentlicher Schwerpunkt waren auch Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit verschiedener Lösungsansätze.

Einpassung in die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“

Ziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ ist es, Technologien und Konzepte für ein flexibles und innovatives Energiesystem, auf Basis erneuerbarer Energieformen, aufzubauen und zu entwickeln. Dies soll eine langfristige und nachhaltige Deckung des Energiebedarfs zukünftiger Generationen ermöglichen.

Biogas-Mikronetze stellen hierbei mögliche zukünftige Verwertungsformen dar, welche zu einem starken Ausbau erneuerbarer Energien beitragen können. Biogas-Mikronetze würden die drei Säulen der Nachhaltigkeit – Ökonomie, Ökologie und Soziales – vor allem für die

regionale Struktur Österreichs sehr gut umsetzen. Die Schaffung von Biogas-Mikronetzen könnte zu einer verstärkten regionalen Beschäftigung, einer besseren Nutzung der lokalen Ressourcen und damit zu einer Verringerung der Abwanderung aus ländlichen Gebieten beitragen.

Aufbau des Endberichts

Einleitend zu dieser Studie werden die verwendeten Methoden und Daten, sowie der Stand der Technik beschrieben. Danach wird der prototypische Aufbau, die Struktur und der Betrieb von Biogas-Mikronetzen analysiert und detailliert dargestellt. Es folgt eine Analyse der Erzeugungs- und Lastprofile, sowie eine Beschreibung von Biogasanlagen und deren Speicherdimensionierung. Anschließend werden die technischen Einrichtungen des Lastmanagements vorgestellt. Ein Überblick über die Gasmessung und den Netz- und Leitungsbau, und auch über die Auswirkungen der Gasqualität auf die Verbrennung wird danach gegeben. Die Gasbeimischung, die rechtliche Situation und auch eine Pilotanlage werden erläutert. Inhaltlich schließt diese Studie mit der Bewertung der Kostenstruktur und der Wirtschaftlichkeit, sowie den Schlussfolgerungen ab.

2 Ziele des Projekts

Ziel des Projekts war es, die wirtschaftliche und technische Machbarkeit von Biogas-Mikronetzen zu untersuchen. Die Verwertung des Biogases in einem Mikronetz hat gegenüber der konventionellen Biogas-Verstromung den Vorteil der höheren energetischen Gesamteffizienz, da Energieverluste – etwa durch ungenutzte Abwärme – reduziert werden können. Das heißt, die Gesamteffizienz des Energiesystems steigt.

3 Inhalte und Ergebnisse des Projekts

Das Projekt hatte im Wesentlichen folgende Themen zum Inhalt:

- Analyse von Erzeugungs- und Lastprofilen von bestehenden Betrieben bzw. Ortsgasversorgungsanlagen
- Beschreibung der Messung unterschiedlicher Biogasqualitäten sowie deren Auswirkung auf die Verbrennung
- Darstellung der Anforderungen an den Netz- und Leitungsbau für Biogas-Mikronetze
- Abschätzung der Wirtschaftlichkeit
- Beschreibung der rechtlichen Rahmenbedingungen für ein Biogas-Mikronetz

3.1 Verwendete Methoden und Daten

Die in diesem Projekt verwendeten Methoden und Daten können in folgende vier große Teilbereiche zusammengefasst werden:

- Innovative Modellentwicklung von Biogas-Mikronetzen
- Entwicklung des Simulationstools „HEI Micronet“
- Expertengespräche und Firmenfeedback
- Literatur- und Datenrecherche

Innovative Modellentwicklung von Biogas-Mikronetzen

Wie in Kapitel 4 (Aufbau, Struktur und Betrieb von Biogas-Mikronetzen) detailliert beschrieben, wurden hier theoretisch mögliche Biogas-Mikronetze kreiert. Diese stellen somit innovative Versorgungslösungen für einen großen Teil österreichischer Regionen dar.

Entwicklung des Simulationstools „HEI Micronet“

Für die Analyse und Darstellung der unterschiedlichen Lastprofile wurde ein eigenes, auf MS-Excel basierendes Simulationstool mit der Bezeichnung „HEI Micronet“ geschaffen. Dies diente dazu, die unterschiedlichen Lastprofile und die unterschiedlichen Anforderungen zu visualisieren.

Fachbeiträge

Im Zuge des Projektes konnten wichtige Informationen von externen Expert/innen eingeholt werden. Diese sind:

- Frau Dipl.-Ingⁱⁿ Drⁱⁿ Karin Mairitsch,
- Herr Ass. -Prof. Dipl.-Ing. Dr. Michael Harasek.
- Herr Dr. Reinhard Schanda, Frau Drⁱⁿ Angela Heffermann, Rechtsanwaltkanzlei „Sattler & Schanda“

Firmenfeedback

Es wurden Fachgespräche mit Herstellern aus unterschiedlichen Branchen geführt, die uns technische und wirtschaftliche Informationen zur Verfügung gestellt haben. Die Unternehmen sind thematisch geordnet im Anhang aufgelistet.

Literatur- und Datenrecherche

Alle weiteren Informationen beziehen sich auf bestehendes Datenmaterial, welches im Literatur- und Quellenverzeichnis wiedergegeben ist.

3.2 Stand der Technik

Der Stand der Technik und innovative technischen Lösungen für Biogas-Mikronetze wurden durch Literatur- und Internetrecherche, beratende Gespräche mit Anlagenherstellern und Einholung von Angeboten ermittelt.

Biogas-Mikronetze lassen technisch gesehen in vier Bereiche unterteilen:

- Erzeugungstechnik
- Lastmanagement und Speicherung
- Fortleitungstechnik
- Verbrauchsgeräte und -anlagen

Erzeugungstechnik

Die Erzeugung von Biogas (Biogasanlagen) ist Stand der Technik und wurde bislang vielfach umgesetzt. In Österreich gibt es bereits 340 Biogasanlagen. Das erzeugte Biogas wird hauptsächlich in Blockheizkraftwerken (BHKW) zu Strom und Wärme umgewandelt. Auch die Netzeinspeisung von aufbereitetem Biogas (z.B. in Pucking/OÖ) und der Vertrieb als Treibstoff an einer Tankstelle (z.B. in Margareten am Moos/NÖ) wurden bereits realisiert.

Lastmanagement und Speicherung

Der Bereich Lastmanagement besteht sowohl aus bereits erprobten Komponenten und Maßnahmen als auch prinzipiell neuen Ansätzen. Auf der Verbraucherseite können „neue“ Verbraucher, wie etwa Gaswärmepumpen und Fernwärmennetze, den Gasverbrauch saisonal ausgleichen. Weitere Optimierungsmaßnahmen stellen das Zu- und Wegschalten von Verbrauchern (Lastabwurf), oder der Wechsel zwischen verschiedenen Brennstoffen (fuel switch) dar.

Speichersysteme besitzen eine Schlüsselrolle im Lastmanagement von autarken Biogas-Mikronetzen. Während für kurzfristige Speicherung die Niederdruckspeicher und für saisonale Langzeitspeicherung Mitteldruckspeicher Stand der Technik darstellen, bestehen für Verflüssigungsanlagen für Biogas noch kaum Erfahrungen und praktische Beispiele.

Fortleitungstechnik

Die Fortleitungstechnik beruht auf seit Jahrzehnten verwendeter Rohrleitungstechnologie (z.B. PE, Stahl) zur Verteilung von Erdgas und seit Anfang der Neunziger Jahre auch zur Biogasfortleitung. Europaweit gibt es mehrere Beispiele der Fortleitung von Biogas.

Verbrauchsgeräte und -anlagen

Die Verbraucherseite ist hingegen technisch unterentwickelt. Derzeit existieren keine Anbieter von Kleinfuerungssystemen für nicht auf (annähernd) Erdgasqualität aufbereitetes Biogas. Die Technologie zur Verbrennung von nicht gereinigtem Biogas ist zwar vorhanden,

aber die Marktnachfrage an Biogasverbrennungssystemen ist derzeit sehr gering, so dass die Gasgerätehersteller keine Produkte am Markt anbieten. Zudem fehlen gesetzliche Regelungen für Typengenehmigungen betreffend Kleinfeuerungsanlagen für Biogas.

Forschungsbedarf Biogas-Mikronetze

Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht hauptsächlich auf der Verbraucherseite für die Gasarmaturen und Biogasverbrennungssystemen, die neu entwickelt bzw. geprüft werden müssen. Das Zusammenwirken der einzelnen Komponenten ist ebenfalls noch nicht Stand der Technik und sollte in einem Pilotprojekt geprüft werden.

Im Bereich der Speichertechnologien besteht Forschungsbedarf in der Entwicklung von kostengünstigen Speichersystemen für Tages- und saisonale Speicherung sowohl auf der Erzeuger- als auch auf der Verbraucherseite. Die Verflüssigung von Biomethan stellt eine interessante Option für die saisonale Gasspeicherung dar. Entsprechend klein dimensionierte Verflüssigungsanlagen werden derzeit von verschiedenen Herstellern entwickelt. Auch für die Speicherung von Flüssigmethan bei Verbrauchern (Flüssigmethantanks für Einfamilienhäuser) besteht noch Forschungsbedarf.

3.3 Innovationsgehalt des Projektes

Der Innovationsgehalt des vorliegenden Projekts ergibt sich einerseits aufgrund neuer systemischer Überlegungen, der neuartigen Nutzung und Kombination bestehender Komponenten, in einer neuen Verwertungsform für Biogas und in einer höheren Gesamtenergieeffizienz bei der Nutzung des erneuerbaren Energieträgers Biogas. Das Projekt trägt auf mehreren Ebenen zu einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger und auch zu neuen Beschäftigungsmöglichkeiten und Erhöhung der Wertschöpfung im Bereich eines nachhaltigen Energiesystems bei.

3.4 Projektergebnisse

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden zu Beginn internationale Praxisbeispiele von lokalen mit Biogas betriebenen Netzen untersucht. Ein Biogas-Mikronetz, in dem das Biogas ohne vollständige Aufbereitung direkt an mehrere Verbraucher geliefert wird, konnten wir im Rahmen unserer Recherchen nicht finden.

Auf Basis realer Lastprofile wurden unterschiedliche Verbraucherstrukturen entwickelt und deren Gasverbrauch simuliert. Es konnten drei typische Verbraucherstrukturen „Ländliches Ortsnetz“, „Gewerbegebiet“, und „Gemischtes Gebiet“, jeweils mit und ohne Erdgasanschluss, identifiziert werden. Die Verbraucherstrukturen weisen deutliche Unterschiede im Gasverbrauch im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf auf.

Weiterhin wurden technische Möglichkeiten zur Errichtung und Management von solchen Netzen entwickelt. Ein Ausgleich zwischen Gasproduktion, die grundsätzlich konstant ist, und dem schwankendem Gasverbrauch kann durch ein geeignetes Lastmanagement erreicht werden. Als mögliches Instrument für das Lastmanagement in Mikronetzen wurden die Speicherung des Biogases unter Druck oder drucklos, die Verflüssigung (LNG) und die Netzeinspeisung ausgewählt. Diese Speichermöglichkeiten erfordern eine Gasaufbereitung (CO_2 -Abtrennung), ermöglichen aber in netzfernen Gebieten eine völlig autarke und erdgasunabhängige Gasversorgung. Die Kosten der Speicherung haben wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Biogas-Mikronetze. Im Bereich Speicherung besteht noch erheblicher Technologieentwicklungsbedarf insbesondere auch mit dem Ziel einer kostengünstigen Speicherung.

Im Zuge des Projektes wurde durch umfangreiche Recherchen festgestellt, dass derzeit am Markt keine Biogasmess- und Verbrauchsgeräte für Kleinverbraucher (z.B. Gasbrenner) existieren, die mit schwankendem oder geringem (unter 90 %) Methangehalt arbeiten können. Deshalb wurde im weiteren Projektverlauf von der Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität ausgegangen.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für Bau und Betrieb eines Biogas-Mikronetzes stellten ebenfalls einen wesentlichen Teil der Recherchen dar. Je nach Betriebsdruck kommt das Rohrleitungsgesetz oder die Gewerbeordnung zur Anwendung. Da im gegenständlichen Fall der Betriebsdruck unter 0,5 bar Überdruck betragen soll, sind die Bestimmungen der Gewerbeordnung anzuwenden.

Auf der Basis von konkreten Standorten und Gasverbrauchsprofilen wurden im Rahmen dieser Studie unterschiedliche Versorgungssituationen simuliert und wirtschaftlich bewertet. Für die Versorgung eines ländlichen Ortsnetzes, das von einem starken Lastgang (Verbrauchsunterschied zwischen Winter- und Sommerzeit) geprägt ist, stellt in netzgebundenen Regionen der Anschluss des Mikronetzes an das Erdgasnetz zur Abdeckung der Spitzenlasten und Einspeisung von Gasüberschüssen mit 0,657 €/m³ Gas die kostengünstigste Versorgungsvariante dar. In den netzfernen Gebieten, wenn die Gasproduktionskapazität der Biogasanlage(n) den Jahresverbrauch des Ortsnetzes übersteigt und das Verbrauchsvolumina über 1 Mio. m³/Jahr liegt, kann durch langfristige Speicherung der Gasüberschüsse in einem Mitteldruckspeicher oder Verflüssigung in einer Mini-LNG-Anlage, das Biomethan kostengünstig um 0,754 €/m³ und 0,790 €/m³ entsprechend zur Verfügung gestellt werden.

Im Anschluss an die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden potentielle Standorte über die Möglichkeit der Biogas- bzw. Biomethanversorgung von Orts- und Gewerbegebieten informiert. Für weitere Nutzer/innen dieser Studie wurden konkrete Vorschläge zur Errichtung und zum Management von Biogas-Mikronetzen ausgearbeitet.

Abschließend kann gesagt werden, dass die Verwertung von Biogas in einem Mikronetz wesentliche energetische und wirtschaftliche Vorteile gegenüber der konventionellen Biogas-

Verstromung hat. Biogas-Mikronetze stellen eine wirtschaftlich attraktive Option für eine effiziente und nachhaltige regionale Energieversorgung dar.

4 Aufbau, Struktur und Betrieb von Biogas-Mikronetzen

Im folgenden Kapitel werden zunächst eine Begriffsdefinition und ein Überblick über die Vorteile von Biogas-Mikronetzen gegeben. Anschließend werden die relevanten Merkmale von Biogas-Mikronetzen erläutert. Weiters wird beschrieben, ob in Europa bereits Mikronetzstrukturen für Flüssiggas oder Erdgas zum Einsatz kommen. Das abschließende Unterkapitel widmet sich der graphischen Darstellung und Beschreibung der entwickelten prototypischen Mikronetz-Strukturen.

Definition Biogas-Mikronetz

Ein Biogas-Mikronetz bezeichnet die kleinräumige Gasversorgung von mehreren Verbrauchern mit vor Ort erzeugtem Biogas über ein Niederdruck-Gasleitungsnetz. Die landwirtschaftlichen, gewerblichen oder industriellen Biogasproduzenten sind ebenso wie die Verbraucher über das Mikronetz miteinander verbunden. Ein Anschluss an das Erdgasnetz oder an einen ausreichend großen Reservespeicher (z.B. Flüssigmethantank) garantiert die Versorgung der Verbraucher z.B. bei einem Ausfall der Biogasproduktion. Auch ein bestehendes Erdgasnetz kann zu einem Biogas-Mikronetz adaptiert werden. Dies hätte den Vorteil, dass die Errichtungskosten entfallen. Die möglichen Komponenten eines Biogas-Mikronetzes sind in Abbildung 2 dargestellt.

Ein Biogas-Mikronetz besteht aus mindestens einem Biogasproduzenten und mindestens zwei Verbrauchern.

Biogas-Mikronetze können sich hinsichtlich folgender Charakteristika unterscheiden:

- Produktion: Ein oder mehrere Erzeuger.
- Autarkie/Versorgungssicherheit: Inselnetz oder Verbindung zum Erdgasnetz.
- Lastmanagement: Aufbringungs- und /oder Verbraucherseitig.
- Verbraucherstruktur: Gewerblich dominierte Netze (saisonal kontinuierlicher Absatz) versus Privatverbraucher (saisonal stark schwankender Verbrauch).
- Gasqualität: Fixer oder schwankender Methangehalt, teilweise oder vollständige Gasaufbereitung.

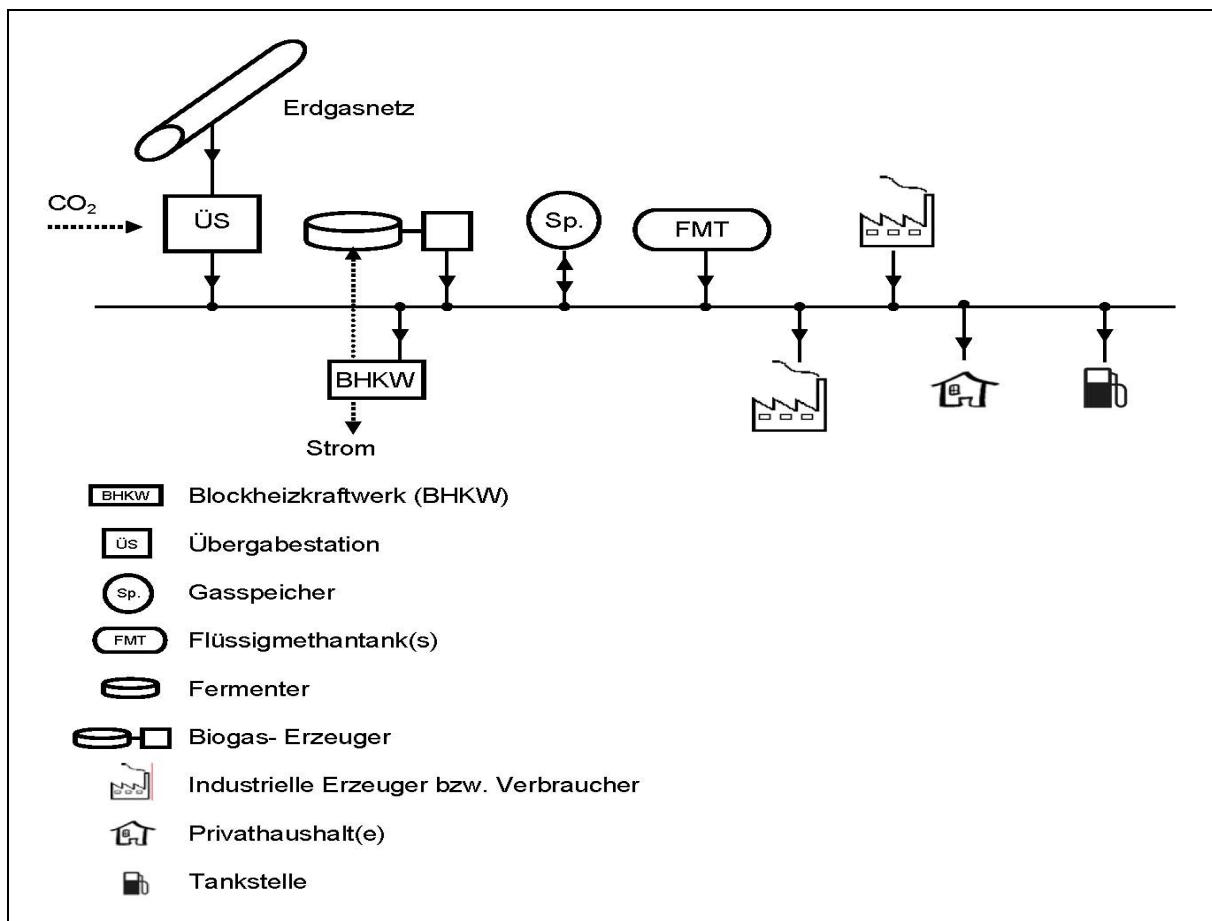


Abbildung 2: Schema eines Biogas-Mikronetzes

Biogas hat einen deutlich niedrigeren Methangehalt als Erdgas. Muss Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet werden, ist eine verfahrenstechnisch aufwendige und kostenintensive Methanreicherung notwendig, z.B. mittels Druckwasserwäsche (DWW) oder Druckwechseladsorption (PSA¹), Aminwäsche, Kryogenverfahren oder Membrantechnik. Dieser Verfahrensschritt der Gasaufbereitung soll bei Biogas-Mikronetzen entweder vollständig oder zumndest teilweise (Methangehalt unter Erdgasqualität gemäß ÖVGW G31) vermieden werden. Demzufolge soll in einem Biogas-Mikronetz zwar gereinigtes, aber nicht oder nicht vollständig aufbereitetes Biogas auf niedrigem Druckniveau an die Verbraucher geleitet werden.

Das an die Verbraucher gelieferte Biogas hat, je nach Aufbereitung, einen Methangehalt zwischen 50 % und 99,5 %². Ein Überblick über die Eigenschaften von Biogas im Unter-

¹ PSA: Pressure Swing Adsorption

² Mit einem alternativen Entschwefelungsverfahren und anschließender druckloser Aminwäsche können nach Angaben der MT-Energie GmbH & Co. KG 99,5 % Methangehalt erreicht werden.

schied zu auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas findet sich in Tabelle 3. Auf Erdgasqualität gemäß ÖVGW G31 aufbereitetes Biogas wird im Rahmen dieser Studie auch als „Biomethan“ bezeichnet.

Tabelle 3: Gegenüberstellung von Biogas und Biomethan (HARASEK 2007a)

Kenngröße	Biogas	Qualität von Biomethan nach ÖVGW G31	Einheit
Methangehalt	50 bis 65	> 97	[%]
Kohlendioxidgehalt	25 bis 45	≤ 2,0	[%]
Ammoniakgehalt	bis 1.000	technisch frei	[mg/m ³]
Schwefelwasserstoffgehalt	bis 2.000	≤ 5	[mg/m ³]
Sauerstoffgehalt	bis 2	≤ 0,5	[%]
Stickstoffgehalt	bis 8	≤ 5	[%]
Wassergehalt (Taupunkt)	bis 37 bei 1 bar	- 8 bei 40 bar	[°C]
Brennwert	6,7 bis 8,4	10,7 bis 12,8	kWh/m ³
Wobbe-Index	6,9 bis 9,5	13,3 bis 15,7	kWh/m ³

Vorteile von Biogas-Mikronetzen

Gegenüber der Biogasverstromung hat die Biogasverwertung in einem Mikronetz den Vorteil der höheren energetischen Gesamteffizienz. Energieverluste – etwa durch ungenutzte Abwärme – können reduziert werden.

Bei Biogas-Mikronetzen können die Kosten für die Reinigung bzw. Methananreicherung von Biogas niedriger gehalten werden, da nicht zwingend auf Erdgasqualität gemäß ÖVGW G 31 aufbereitet werden muss. Weiters muss kein Systemnutzungsentgelt für die Nutzung des Erdgasnetzes bezahlt werden.

Diese Studie soll klären, ob ein Biogas-Mikronetz eine kostengünstige und versorgungssichere Alternative zu fossilen Brennstoffen sein kann. Biogas ist aktuell von der Energie- bzw. Mineralölsteuer befreit, was einen zusätzlichen erheblichen finanziellen Vorteil für ein derartiges Energiesystem darstellt.

4.1 Charakteristika von Biogas-Mikronetzen

Produktion

Für ein Biogas-Mikronetz ist die zuverlässige und sichere Versorgung der Verbraucher von entscheidender Bedeutung. Daher muss dafür gesorgt werden, dass die maximal erforderliche Biogasmenge das ganze Jahr über zur Verfügung gestellt werden kann. Wichtig ist weiters, dass die Biogasanlage kontinuierlich in der Lage ist, die Einspeisekriterien hinsichtlich

Qualität, Druck, Speicherung und Aufbereitung zu erfüllen. Je nach Größe bzw. Ausbaugrad ist weiters eine Modulierbarkeit anzustreben. Modulierbarkeit bedeutet, dass z.B. eine zusätzliche Biogasanlage, weitere Abnehmern etc. angeschlossen werden können.

Verbraucherstrukturen

Der Energiebedarf privater Gaskunden orientiert sich in hohem Maße am menschlichen Lebensrhythmus sowie an den jahreszeitlichen Schwankungen der Außentemperatur. Der Energiebedarf des Kleingewerbes unterliegt produktionsbedingten Schwankungen und konzentriert sich auf die Werkstage. Die unterschiedlichen Verbraucherstrukturen werden beschrieben über

- den Jahreslastgang,
- den Tagesspitzenverbrauch,
- den Tagesmindestverbrauch und
- den durchschnittlichen Tagesverbrauch.

Versorgungssicherheit

Für den Fall eines erhöhten Energiebedarfs, bedingt durch jahreszeitliche Schwankungen oder tägliche Verbrauchsspitzen, kann im ersten Schritt das in Speichern zwischengelagerte Überschussgas eingesetzt werden. Die zusätzliche Sicherstellung der Versorgung wird mit Flüssigmethantanks oder einem Erdgasanschluss gewährleistet. Je größer die Speicherkapazität, desto geringer ist der Bedarf an Flüssigmethan bzw. Erdgas als Zusatzgas.

Überschussverwertung

Eine mögliche Überproduktion von Biogas, welche weder im Netz verwertet noch in Speichern zwischengelagert werden kann, muss anderwärts verwertet werden. Hierfür stehen Verstromung, Verwertung über einen Gasbrenner oder Aufbereitung auf die Erdgasqualität mit anschließenden Netzeinspeisung oder Verkauf als Treibstoff zur Verfügung.

Aus ökologischen Gründen muss es jedoch Ziel sein, den Biogas-Überschuss nur bei entsprechender Wärmeverwertung in einem BHKW zu verstauen.

4.2 Praxisbeispiele

Die folgenden Praxisbeispiele aus vier europäischen Ländern beschreiben kleinräumige Biogas-Versorgungen mit unterschiedlichen Aufbereitungsgraden des Biogases.

4.2.1 Deutschland

Hollich

In Hollich (Nordrhein-Westfalen) betreibt die Bioenergie Steinfurt GmbH ein Biogas-Mikronetz, über das zwei BHKWs versorgt werden. Die Anlage verfügt über ein BHKW mit 347 kW elektrischer und 388 kW thermischer Leistung, sowie über einen Gasspeicher, eine Gastrocknungs- und eine Verdichtungsstation. Der hier erzeugte Strom wird nach den Regeln des Erneuerbaren Energie Gesetzes (EEG) in das Netz eingespeist. Die Wärme wird zur Deckung des Wärmebedarfs der Biogasanlage genutzt.

Über eine 3.600 m lange Gasleitung wird das Biogas zu einem zweiten BHKW transportiert. Die Leitung hat eine maximale Kapazität von 500 Nm³/h und einen Betriebsdruck von unter 500 mbar. Das zweite BHKW hat 536 kW elektrische und 505 kW thermische Leistung. Der hier erzeugte Strom (4 Mio. kWh/a) wird in das Stromnetz eingespeist. Die Wärme (4 Mio. kWh/a) wird, wie in Abbildung 3 dargestellt, für die Beheizung des Kreishauses, der Technischen Schulen und weiterer umliegender Gebäude genutzt (NEFIGMANN 2007).

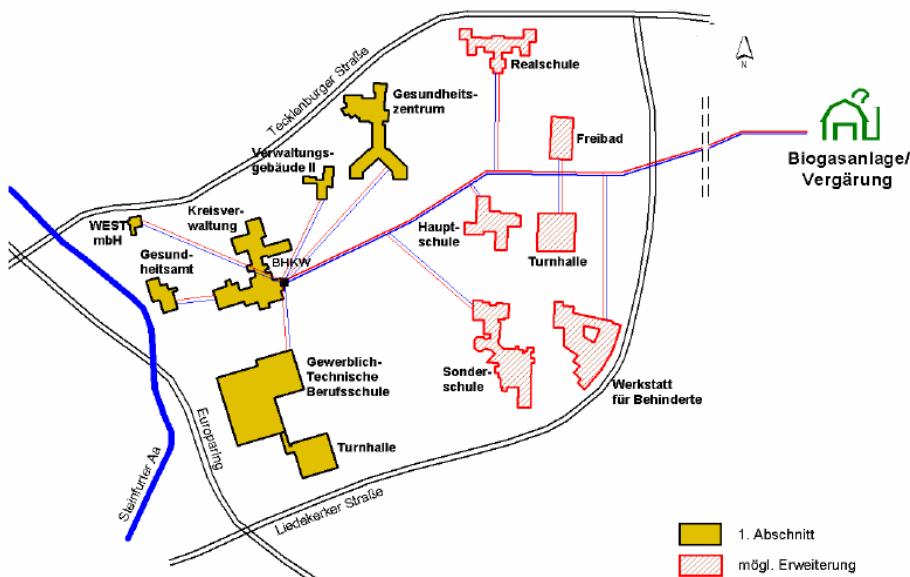


Abbildung 3: Biogastransport und Wärme für das Kreishaus Steinfurt (NEFIGMANN 2007)

Braunschweig

In Braunschweig (Niedersachsen) wurde im Sommer 2007 eine 20 km lange Biogasleitung in Betrieb genommen. Von der Biogasanlage werden stündlich rund 1.000 m³ Biogas über eine Gasleitung zu einem BHKW im Stadtgebiet geleitet. Die Verstromung des Biogases erfolgt zentral in zwei Gasmotoren. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad der Gasmotoren von 40 % lassen sich stündlich 1.000 m³ Biogas zu ca. 2 MW elektrischer Leistung verstromen. Die Jahresstromleistung beträgt insgesamt ca. 16.000 MWh. Rund 6.000 Haushalte werden so mit Strom versorgt. Weiters werden über eine vorhandene Fernwärmeleitung mehrere Einrichtungen (z.B. die Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft) und Teile einer nahe gelegenen Wohnsiedlung mit Wärme versorgt. Abbildung 4 zeigt die grundsätzlichen Abläufe des Mikronetzes.

Die Gesamtinvestitionen beliefen sich auf rund 10 Mio. € und sind durch einen Biogas-Liefervertrag mit einer Laufzeit von 20 Jahren abgesichert. Aufgrund der Förderung durch das EEG ist die Wirtschaftlichkeit des Projekts gewährleistet. Durch eine Erhöhung der Biomasse-Produktion und den Anschluss weiterer Biogasanlagen an das Inselnetz soll die Kapazität langfristig verdoppelt werden (BS|ENERGY 2007, FREESEN 2007).

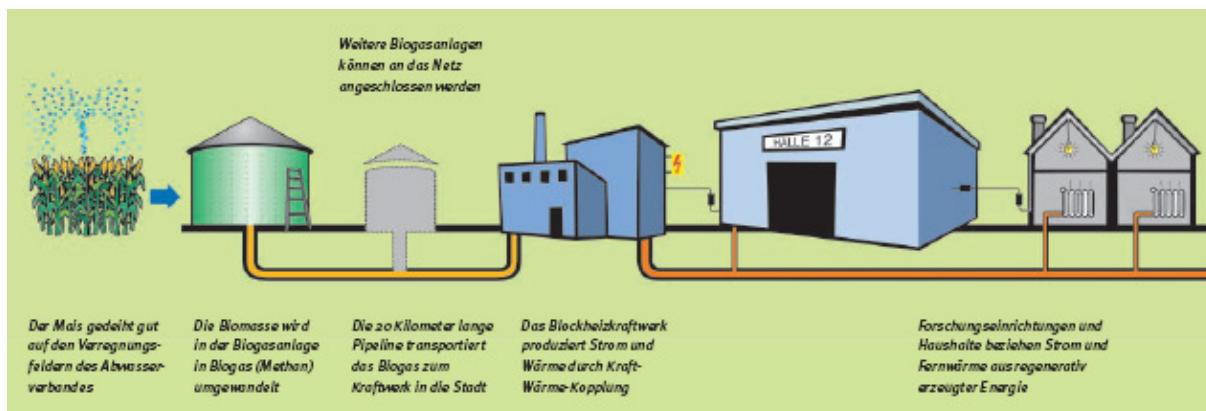


Abbildung 4: Biogasnetz Braunschweig (BS|ENERGY 2007)

4.2.2 Dänemark

Revninge

Die Gemeinde Revninge auf der dänischen Insel Fünen war europaweit die erste Gemeinde, in der eine größere (Teil-)Versorgung mit Biogas realisiert wurde. Grund dafür war der fehlende Erdgaszugang. Seit 1990 wurden ca. 67 Haushalte von der örtlichen Gemeinschaftsanlage mit Biogas versorgt. Als Backup wurde in das kleine Gasnetz eine Mischung aus Erdgas und Luft eingespeist. Das Erdgas sicherte zudem die erforderliche Gasqualität. Im November 2005 wurde vom Betreiber der Anlage aus ökonomischen Gründen mit der dänischen Firma Xergi ein Vertrag über den Umbau und die Modernisierung der Anlage ab-

geschlossen. Das Biogasnetz wurde in das Erdgasnetz integriert und das Biogas wird nun in einem BHKW (elektrische Leistung: 550 kW) in Strom umgewandelt (XERGI 2007).

4.2.3 Österreich

Margarethen am Moos

In Margarethen am Moos (Niederösterreich) ging Ende 2007 die erste „reine“ Biogastankstelle Österreichs in Betrieb. Nur 300 m von der geplanten Zapfsäule befindet sich eine Biogasanlage mit einer Leistung von 500 kW_{el} (siehe Abbildung 5) (SCHWARZ 2007). Zur Biogas-Aufbereitung wird das in Österreich entwickelte Membranfilterverfahren angewendet. Die Aufbereitungsanlage verlassen zwei getrennte Volumenströme: Das aufbereitete Biogas mit >95 % Methan und das mit einem Restmethangehalt verunreinigte Kohlendioxid.

Das aufbereitete Biogas wird direkt zum Hochdruckspeicher der Tankstelle geleitet. Das Restgas wird über eine eigene Leitung wieder in die Biogasanlage rückgeführt und dort über das Blockheizkraftwerk energetisch verwertet.

Die Substrate werden durch die örtliche landwirtschaftliche Genossenschaft produziert. Herstellung, Aufbereitung und Abgabe des Treibstoffs liegen somit in der Hand lokaler Genossenschaften (KOMPOST-BIOGAS 2007, METHAPUR 2007).



(1) Endlager (2) Trafostation (3) Heizhaus (4) Fermenter 1 (5) Fermenter 2 (6) Fahrsilo

Abbildung 5: Biogasanlage in Margareten am Moos (AGRARPLUS 2007)

4.2.4 Schweden

Von über 233 schwedischen „Biogasanlagen“ produzierten im Jahr 2005 über 60 % Klärgas, ca. 30 % Deponiegas und nur rund 9 % Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen. 2005 wurden insgesamt 1,3 TWh an Biogas produziert, wobei nur rund 2 % ins Gasnetz eingespeist wurden.

Göteborg

In Göteborg, der zweitgrößten Stadt Schwedens, existiert ein Gasversorgungssystem bzw. ein Mikronetz, das für Stadtgas konzipiert ist. Das Mikronetz wird mit einer Mischung aus 47 % Erdgas und 53 % Luft versorgt. Diese Mischung hat einen ähnlichen Wobbe-Index (und Brennwert) wie das ehemals aus Butan gewonnene Stadtgas. Der maximale Verbrauch im Inselversorgungssystem liegt bei etwa 3.000 m³/h Gas. Ein Teil des in einer nahen Kläranlage erzeugten Klärgases (max. 300 m³/h) dient als Zusatzgas zur Versorgung dieses Netzes. Das schwefelwasserstoffarme Klärgas wird dazu verdichtet, wieder abgekühlt und getrocknet, um anschließend zur alten Stadtgaserzeugungsanlage geleitet zu werden. Durch eine kontinuierlich überwachte Prozessführung kann eine stabile Gasversorgung gewährleistet werden. 2002 wurden 11 % des Energiebedarfs des Versorgungsnetzes mit einem Gesamtbedarf von 90,6 GWh/a durch Biogas aufgebracht (TRETTNER 2003).

Stockholm

In Stockholm wurde im „Hammarby Nautical Village“ ein eigenes Gasnetz verlegt. Insgesamt sollen ca. 1.000 der 8.000 Haushalte der neuen Wohnsiedlung am Hafengelände (insgesamt 15.000 – 20.000 Bewohner) mit dem Biogas einer lokalen Kläranlage kochen und heizen. Das Gasnetz wurde nach den Standards für schwedische Erdgasnetze errichtet. Das Klärgas kommt von der lokalen Kläranlage und wird von einem Methangehalt von 60 % – 70 % auf eine Qualität aufbereitet, die dem schwedischen Standard für den Fahrzeugbetrieb entspricht (>97 % Methan). Damit kann es in einer nahen Biogastankstelle auch für Kfz und in Zukunft sogar für Fährschiffe verwendet werden (TRETTNER 2003, HAMMARBYSJOSTAD 2007).

Kristianstad

Im Klärwerk Kristianstad wird Biogas gewonnen, das als Treibstoff für Fahrzeuge verwendet wird. In einer zweiten Biogasanlage werden organischer Hausabfall (Biomüll), Gülle und Restprodukte der Lebensmittelindustrie zur Produktion von Biogas genutzt. Das gewonnene Biogas wird zum größten Teil in einer Fernwärmeverzeugungsanlage in ca. 4 km Entfernung verwendet. Für das überschüssige Gas der Anlage sowie für das Biogas des Klärwerks wurde in Kooperation mit E.ON ein Gasleitungssystem gebaut, welches das Biogas zur Aufbereitungsanlage und dem Tanksystem leitet. Die Aufbereitungsanlage hat eine Kapazität von rund 175 Nm³/h und arbeitet mit Druckwasserwäsche.

Das aufbereitete Biogas wird in einer Tankstelle am Betriebsgelände und einer Tankstelle des kommunalen Busunternehmens vertrieben. Um den großen Bedarf an Treibstoff zu decken, hat das Stadtwerk Kristianstad im Jahre 2006 in eine zweite Biogasaufbereitungsanlage mit einer Kapazität von 600 Nm³/h investiert (KRISTIANSTADS KOMMUN 2007, MALMBERG 2007 UND FNR 2006).

Varberg

In Varberg will die Firma LRF Konsult ein lokales Biogasnetz errichten. Mehrere kleine Biogasanlagen sollen mit einer im Verhältnis großen Aufbereitungsanlage über ein gemeinsames Netz verbunden werden. Die Projektstudie zeigt, dass der Transport von Biogas im gemeinsamen Netz kosteneffizienter ist, als der Transport der Substrate zu einer (gemeinsamen) großen Biogasanlage. Das lokale Biogasnetz würde es somit ermöglichen, aus Biogas Treibstoff zu gewinnen, dessen Preis unter dem des schwedischen Benzins liegt. Der derzeit im Verhältnis niedrige Erdgaspreis in Schweden erschwert allerdings eine wirtschaftliche Realisierung des Projekts (JANSSON 2007).

4.3 Flüssigerdgas, Flüssigmethan und Flüssiggas

Die Recherche zu Biogas-Mikronetzen führte zu der Frage, ob bereits Mikronetze für Flüssigerdgas oder Flüssiggas existieren. Deren Existenz und Betrieb könnten Anhaltspunkte betreffend Wirtschaftlichkeit und Technik (z.B. Leitungsnetz) von Mikronetzen liefern.

Flüssigerdgas – Flüssigmethan (LNG)

Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) wird aufgrund seines hohen Methangehalts auch als Flüssigmethan bezeichnet. Flüssigerdgas (LNG) kann, in Tanks gespeichert, die Versorgungssicherheit in Biogas-Mikronetzen gewährleisten.

Flüssigerdgas (LNG) entsteht durch Tiefkühlung von Erdgas auf -162 °C. Dabei reduziert sich dessen Volumen auf ca. 1/600 des Ausgangsvolumens (FLÜSSIGGAS 2007). Dabei bleibt seine Temperatur durch „autorefrigeration“ automatisch tief, wenn der Druck konstant bleibt und der so genannte „Boil off“ – kleine Mengen trotzdem verdampfenden Gases – entweichen kann. LNG wird in Umschlagterminals entladen, in Verdampfungsanlagen wieder in gasförmigen Zustand gebracht und ins internationale Pipeline-Netz eingespeist. Die dabei frei werdende Kälte wird häufig in benachbarten Industrieparks genutzt.

Flüssiggas (LPG)

Als Flüssiggas (Liquefied Petroleum Gas, LPG) werden die unter niedrigem Druck (< 15 bar) verflüssigten Gase Butan und Propan und deren Gemische bezeichnet. Das in der Raffinerie Schwechat bei der Verarbeitung von Erdöl anfallende Propan und Butan wird in kugelförmigen Druckbehältern bei einer Umgebungstemperatur von ca. 20 °C und unter etwa 8 bar Druck gelagert. Ein Flüssiggaslagertank ist in Abbildung 6 dargestellt (OMV 2004).



Abbildung 6: Flüssiggaslagertank in Schwechat (OMV 2004)

Anwendungsgebiete von Flüssiggas (LPG)

Für eine Flüssiggasheizung wird LPG in Stahltanks gelagert, die im Freien entweder unter- oder oberirdisch aufgestellt werden.

Der Transport von Flüssiggas vom Erzeuger zum Konsumenten, dargestellt in Abbildung 7, findet prinzipiell über drei Wege statt. Entweder über eine Rohrleitung direkt vom Ort der Erzeugung zum Kunden. Mittels Flüssigtankwagen mit bis zu 75.000 l Tankinhalt oder mittels Stahlflaschen, zwischen 2 l und 79 l, bzw. mittels Stahlfass von 950 l Rauminhalt (LINDE Gas 2007). Beispiele für die Flüssiggasversorgung mittels Tank existieren in unterschiedlichen Größenordnungen: Von rund 14 Einfamilienhäusern in Bad Waltersdorf/ Stmk. (KINK 2007) bis hin zu so genannten kommunalen Gasversorgungen von etwa 30 bis 1.000 Parteien (PIRKL 2007).

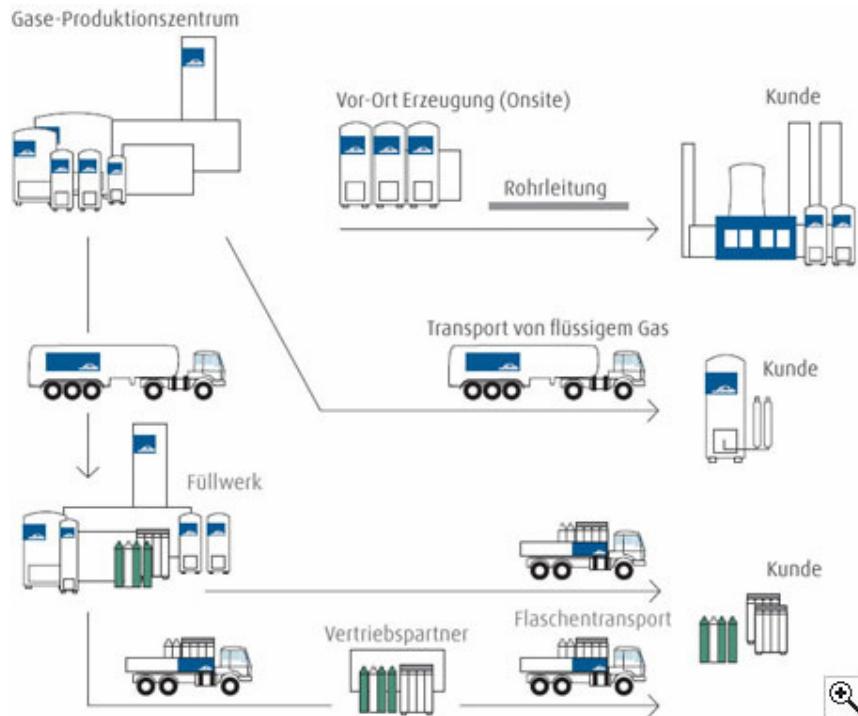


Abbildung 7: Transportvarianten von Flüssiggas (LINDE GAS 2007)

4.4 Prototypische Mikronetz-Strukturen

Im Rahmen des gegenständlichen Projekts wurden prototypische Mikronetz-Strukturen entwickelt. Dabei wurde versucht, die gesamte Spannweite der möglichen Mikronetz-Strukturen betreffend Erzeugung, Verbrauch und Lastmanagement abzubilden. Beschrieben werden folglich:

- Ländliche Ortsnetze, deren Verbraucher ausschließlich Privathaushalte sind,
- Netze in Gewerbegebieten, mit ausschließlich gewerblichen Verbraucher und
- gemischte Netze, mit privaten und gewerblichen Verbraucher.

Die Sicherstellung der Gasversorgung der jeweiligen Verbraucher wird entweder durch Flüssigmethantank(s) oder einen Erdgasanschluss sichergestellt. Einen Überblick über die definierten Mikronetz-Strukturen gibt Tabelle 4.

Die Optimierung der Biogasanlagen- und der Speicherdimensionierung der beschriebenen prototypischen Mikronetzstrukturen auf Basis unterschiedlicher Versorgungsvarianten wurde mit Hilfe des Simulationstools „HEI Micronet“ durchgeführt (vgl. Kapitel 6).

Tabelle 4: Übersicht der entwickelten Mikronetz-Strukturen

Typ	Bezeichnung	Erzeugung/ Erzeugungsprofil	Verbraucher/ Lastprofil	Lastmanagement	Versorgungssicherung
1a/1b	Ländliches Ortsnetz	Biogasanlage(n)	Ein- und Mehrfamilienhäuser; Starker Jahreslastgang	Biogaserzeuger	Var a) Flüssigmethantanks Var b) Erdgasanschluss
2a/2b	Ländliches Ortsnetz	Biogasanlage(n) im Kampagnenbetrieb (Oktober bis März)	Ein- und Mehrfamilienhäuser; Starker Jahreslastgang	Biogaserzeuger	Var a) Flüssigmethantanks Var b) Erdgasanschluss
3a/3b	Ländliches Ortsnetz	„alte“ Biogasanlage(n) mit „abgeschrie-	Ein- und Mehrfamilienhäuser; Starker Jahreslastgang	Biogaserzeuger	Var a) Flüssigmethantanks Var b) Erdgasanschluss
4a/4b	Netz in Gewerbegebiet	Biogasanlage(n)	Gewerbliche Abnehmer; Geringer Jahreslastgang; geringer Wochenendverbrauch	Biogaserzeuger	Var a) Flüssigmethantanks Var b) Erdgasanschluss
5	Gemischtes Netz	Biogasanlage(n)	Gewerbliche und Haushaltsverbraucher; mäßiger Jahres- und Wochenlastgang	Fuel switch bei großem gewerbl. Verbraucher „nicht rückschaltbare Abnahme“	Flüssigmethantanks
6	Gemischtes Netz	Biogasanlage(n)	Gewerbliche und Haushaltsverbraucher; mäßiger Jahres- und Wochenlastgang	Grundlastabd. über Biogas; Spitzenlastabd. über Erdgas	Erdgasanschluss

4.4.1 Mikronetz Typ 1a: Ländliches Ortsnetz

Das Mikronetz Typ 1a, „ländliches Ortsnetz“, dargestellt in Abbildung 8, besteht aus

- Biogasanlage(n) (BGA),
- Flüssigmethantank(s) (FMT),
- Überschussverwertung (Gasbrenner, BHKW etc.)
- einem Speicher (Sp.) und
- Ein- und Mehrfamilienhäusern als private Verbraucher.

Das Mikronetz Typ 1a weist verbraucherseitig starke Schwankungen, d.h. einen starken Jahreslastgang auf. Im Winter steigt der Gasverbrauch durch den Heizenergiebedarf, bedingt durch die geringeren Außentemperaturen, stark an. In kalten Monaten weist das Mikronetz Typ 1a somit Lastspitzen auf. In der warmen Jahreszeit ergibt sich hingegen eine Überschussproduktion des Biogases. Ist der vorhandene Speicher (Sp.) voll, kann das überschüssige Biogas anderwärts verwertet werden. Da das Mikronetz 1a über keinen Anschluss an das Erdgasnetz verfügt, wird die Versorgungssicherheit durch Flüssigmethantank(s) gewährleistet.

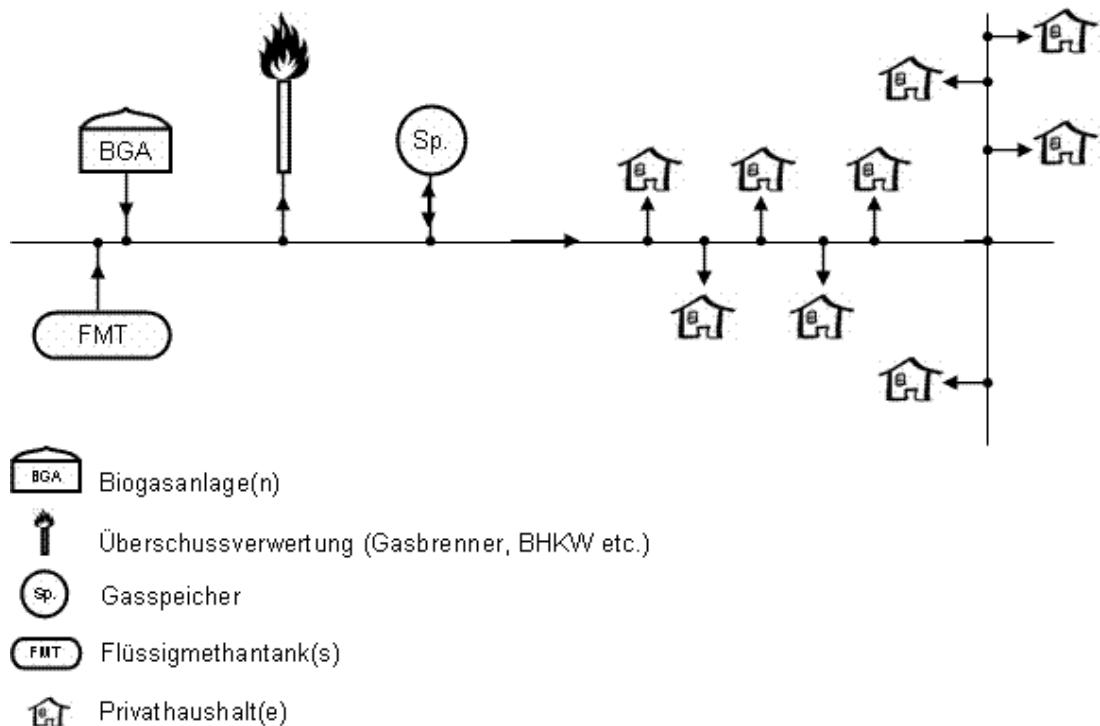


Abbildung 8: Graphische Darstellung der Mikronetzstruktur Typ 1a: Ländliches Ortsnetz

4.4.2 Mikronetz Typ 1b: Ländliches Ortsnetz mit Erdgasanschluss

Auch die Mikronetzstruktur Typ 1b, dargestellt in Abbildung 9, besteht aus Biogasanlage(n), einem Speicher und Privathaushalten als Verbraucher. Ebenso wie die Mikronetzstruktur Typ 1a weist sie einen starken Jahreslastgang und eine Überschussverwertung, z.B. mittels Verstromung in BHKW, auf. Die Versorgungssicherheit wird hier jedoch mittels einer Über gabestation (ÜS) und einem Anschluss an das Erdgasnetz gewährleistet. Flüssigmethan tanks sind daher nicht notwendig.

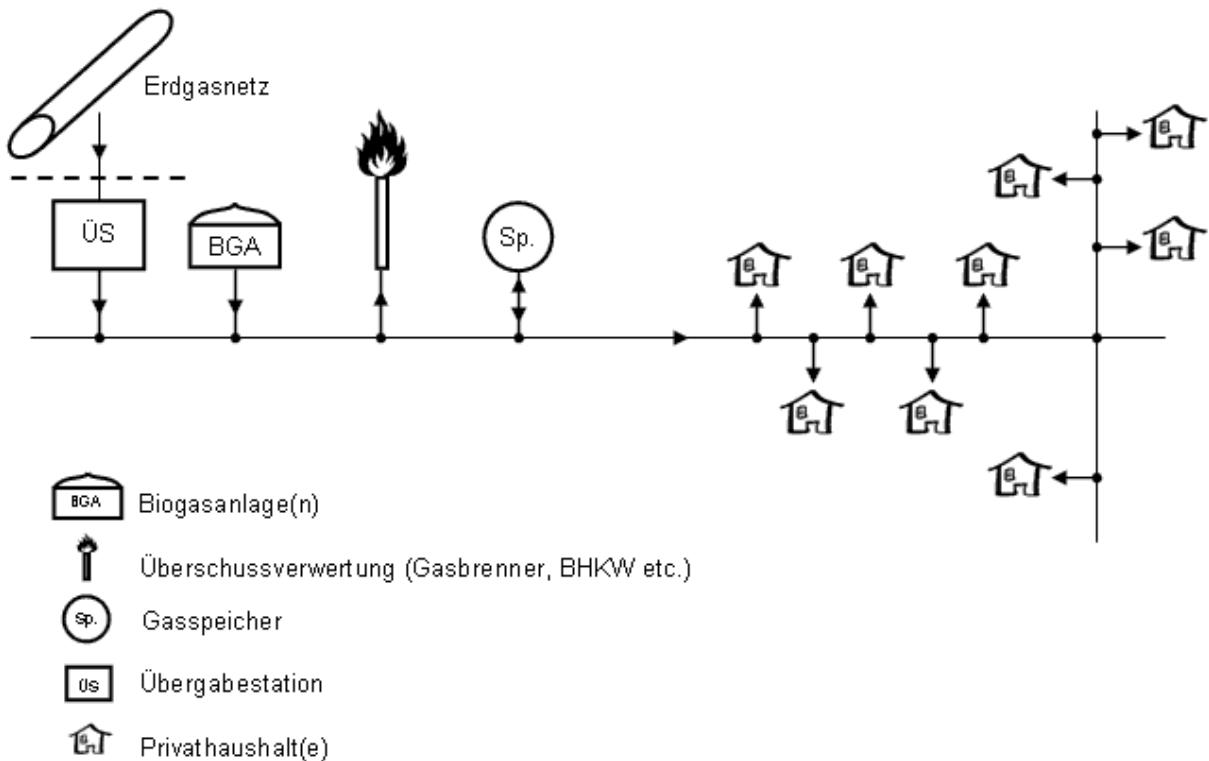


Abbildung 9: Graphische Darstellung der Mikronetzstruktur Typ 1b: Ländliches Ortsnetz mit Erdgasanschluss

4.4.3 Mikronetz Typ 2a und 2b: Ländliches Ortsnetz – Kampagnenbetrieb ohne und mit Erdgasanschluss

Die Mikronetzstruktur Typ 2a, „Ländliches Ortsnetz mit Kampagnenbetrieb“, stellt einen Sonderfall dar. Aufgebaut ist sie wie die Mikronetzstruktur Typ 1a, allerdings wird von einem Kampagnenbetrieb der Biogasanlage im Zeitraum von Oktober bis März ausgegangen. Die Biogasproduktion findet somit in den kalten Monaten statt. Für die Abdeckung eventuell auftretender Lastspitzen in diesem Zeitraum wird Flüssigmethan eingespeist. In der warmen Jahreszeit wird der Verbrauch ausschließlich mit Flüssigmethan abgedeckt.

Die Substratzwischenlagerung ist aufgrund der biogenen Aktivität der Rohstoffe allerdings problematisch. Für diese Mikronetzstruktur ist daher die Kenntnis potenziell anfallender Substratmengen, Kampagnendauer und der Lagermöglichkeiten wichtig.

Das Mikronetz Typ 2b „ländliches Ortsnetz – Kampagnenbetrieb mit Erdgasanschluss“ unterscheidet sich von Mikronetz Typ 2a nur durch den Erdgasanschluss.

Aufgrund der zeitlich eingeschränkten Nutzungsdauer stellt sich die Frage, ob die Wirtschaftlichkeit der Mikronetzstrukturen Typ 2a und 2b eventuell nur dann gegeben ist, wenn auf eine amortisierte, ältere Biogasanlage zurückgegriffen werden kann.

4.4.4 Mikronetz Typ 3a und 3b: Ländliches Ortsnetz mit abgeschriebenem BHKW ohne und mit Erdgasanschluss

Die Mikronetzstrukturen Typ 3a und 3b „Ländliches Ortsnetz mit abgeschriebenem BHKW“ stellen wie die Mikronetzstrukturen mit Kampagnenbetrieb einen Sonderfall dar. Denn eine bestehende Biogasanlage, inkl. BHKW, ist hier bereits vor der Errichtung des Mikronetzes vollständig abgeschrieben. Somit entfallen bei diesen Varianten die Abschreibungs- bzw. Investitionskosten für die Biogasanlage und das BHKW. Es ergibt sich dadurch möglicherweise eine gute wirtschaftliche Voraussetzung für die Realisierung des Mikronetzes.

4.4.5 Mikronetz Typ 4a: Gewerbegebiet

Die Mikronetzstruktur Typ 4a „Gewerbegebiet“ stellt ein Mikronetz in einem Gewerbegebiet mit rein gewerblichen Abnehmern dar. Dieses Mikronetz weist geringe jährliche Verbrauchsschwankungen, d.h. einen geringen Jahreslastgang auf. Für die Wochenenden, an denen der Gasverbrauch minimal ist, oder für Stillstände des Unternehmens ist eine (Zwischen-) Speicherung des Biogases notwendig. Die Versorgungssicherheit bei erhöhtem Gasbedarf bzw. Ausfall der Biogasanlage soll mit Flüssigmethantank(s) sichergestellt werden. Graphisch dargestellt ist die Mikronetzstruktur Typ 4a in Abbildung 10.

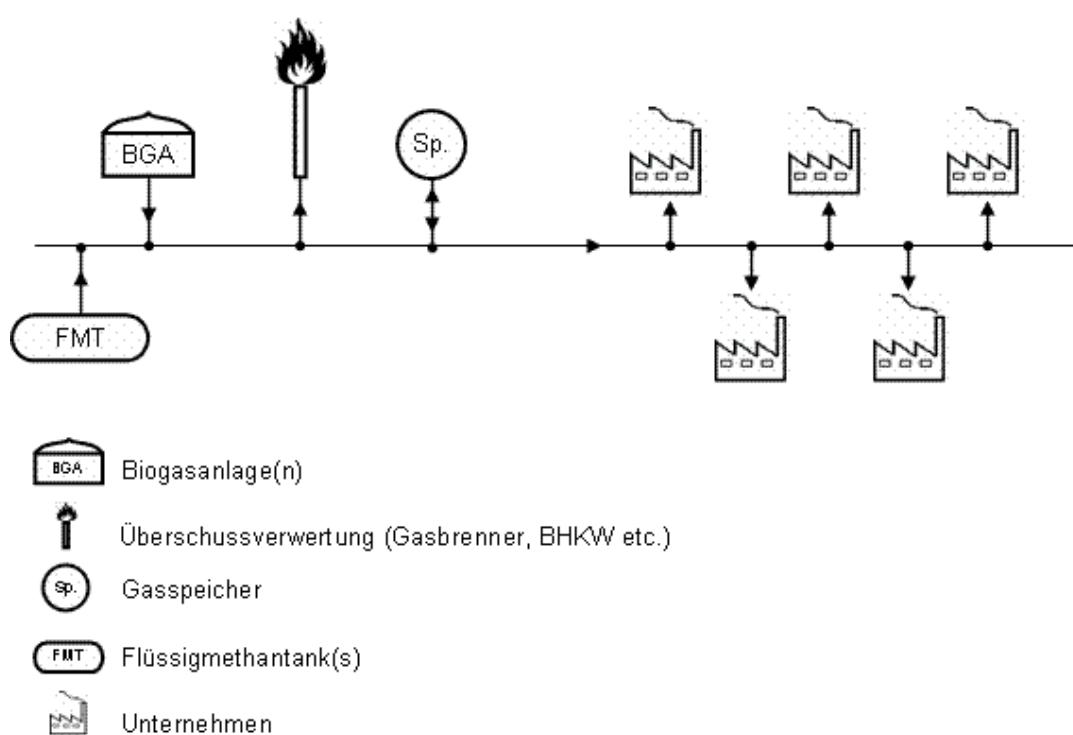


Abbildung 10: Graphische Darstellung der Mikronetzstruktur Typ 4a: Gewerbegebiet

4.4.6 Mikronetz Typ 4b: Gewerbegebiet mit Erdgasanschluss

Die Mikronetzstruktur Typ 4b zeigt beispielhaft ein „Gewerbegebiet mit Erdgasanschluss“. Sie ist identisch mit der Mikronetzstruktur Typ 4a, hat jedoch aus Gründen der Versorgungssicherheit anstelle der Flüssigmethantanks einen Erdgasanschluss. Die Mikronetzstruktur Typ 4b ist in nachfolgender Abbildung 11 wiedergegeben.

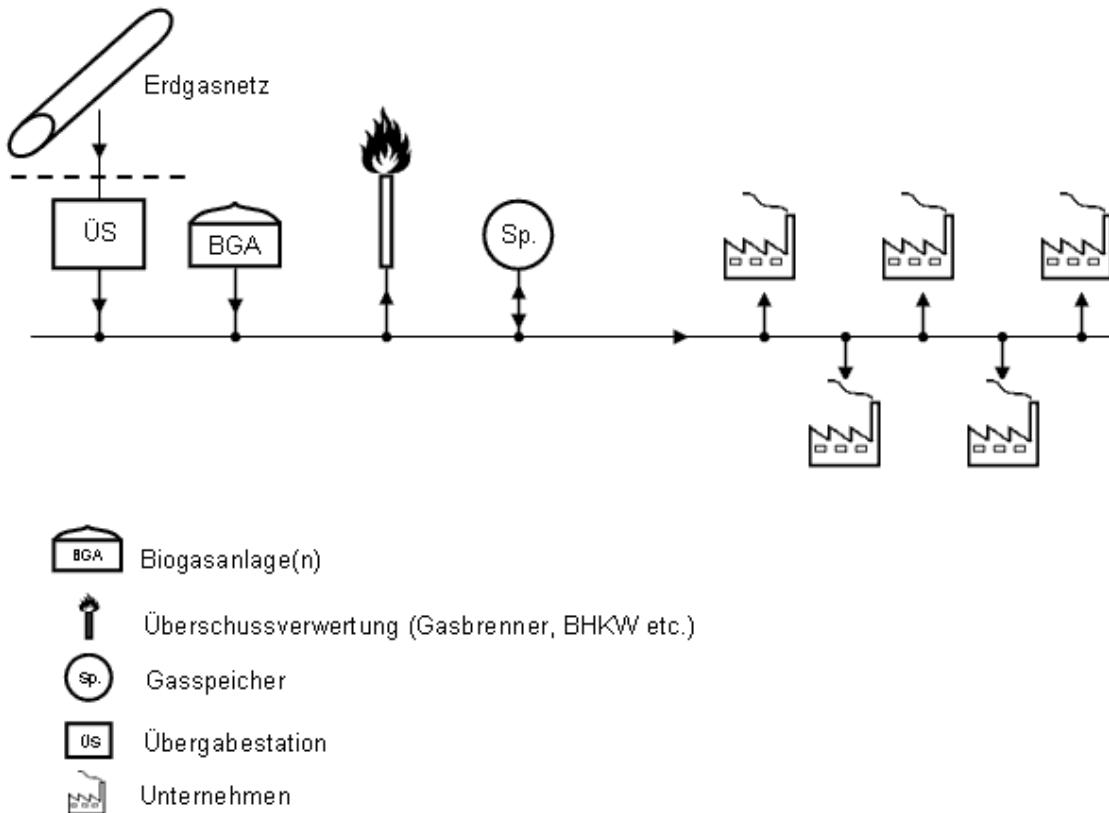


Abbildung 11: Graphische Darstellung der Mikronetzstruktur Typ 4b: Gewerbegebiet mit Erdgasanschluss

4.4.7 Mikronetz Typ 5: Gemischtes Gebiet

Die Mikronetzstruktur Typ 5, als „gemischtes Gebiet“ bezeichnet, ist ein Mikronetz mit gemischten Gewerbe- und Haushaltsverbrauchern. Sie ist gekennzeichnet durch einen mäßigen Jahreslastgang. Die Gasversorgung erfolgt durch Biogasanlage(n) und Flüssigmethanthank(s). Die Verbrauchsspitzen der großgewerblichen Verbraucher werden mittels „Fuel switch“ (= Energieträgerwechsel) abgedeckt. Dieser „Fuel switch“ wird durch das Verbraucherseitige Lastmanagement (LM) geregelt. Der Jahreslastgang dieser Mikronetzstruktur zeigt auch einen saisonalen Verbrauchsrückgang aufgrund privater Verbraucher. Graphisch wiedergegeben ist die Mikronetzstruktur Typ 5 in Abbildung 12.

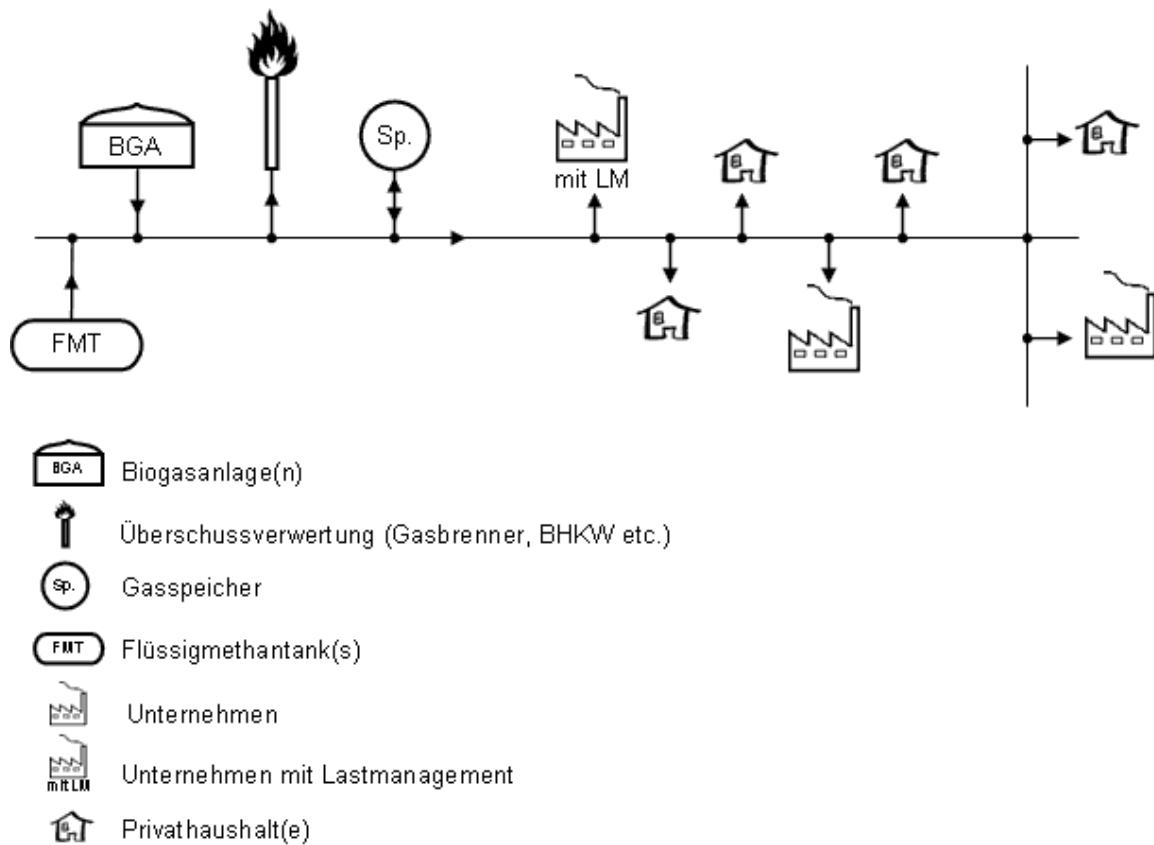


Abbildung 12: Graphische Darstellung der Mikronetzstruktur Typ 5: Gemischtes Gebiet

4.4.8 Mikronetz Typ 6: Gemischtes Gebiet mit Erdgasanschluss

Die Mikronetzstruktur Typ 6 besitzt die gleiche Verbraucherstruktur wie das Mikronetz Typ 5, bestehend aus einem gemischten Verbrauchergebiet mit Privathaushalten und Unternehmen. Die sichere Versorgung ist mit einem Anschluss an das Erdgasnetz sichergestellt. Die Grundlast wird durch Biogas gedeckt und die Spitzenlast mittels Erdgas. Das Mikronetz Typ 6 ist in Abbildung 13 graphisch wiedergegeben.

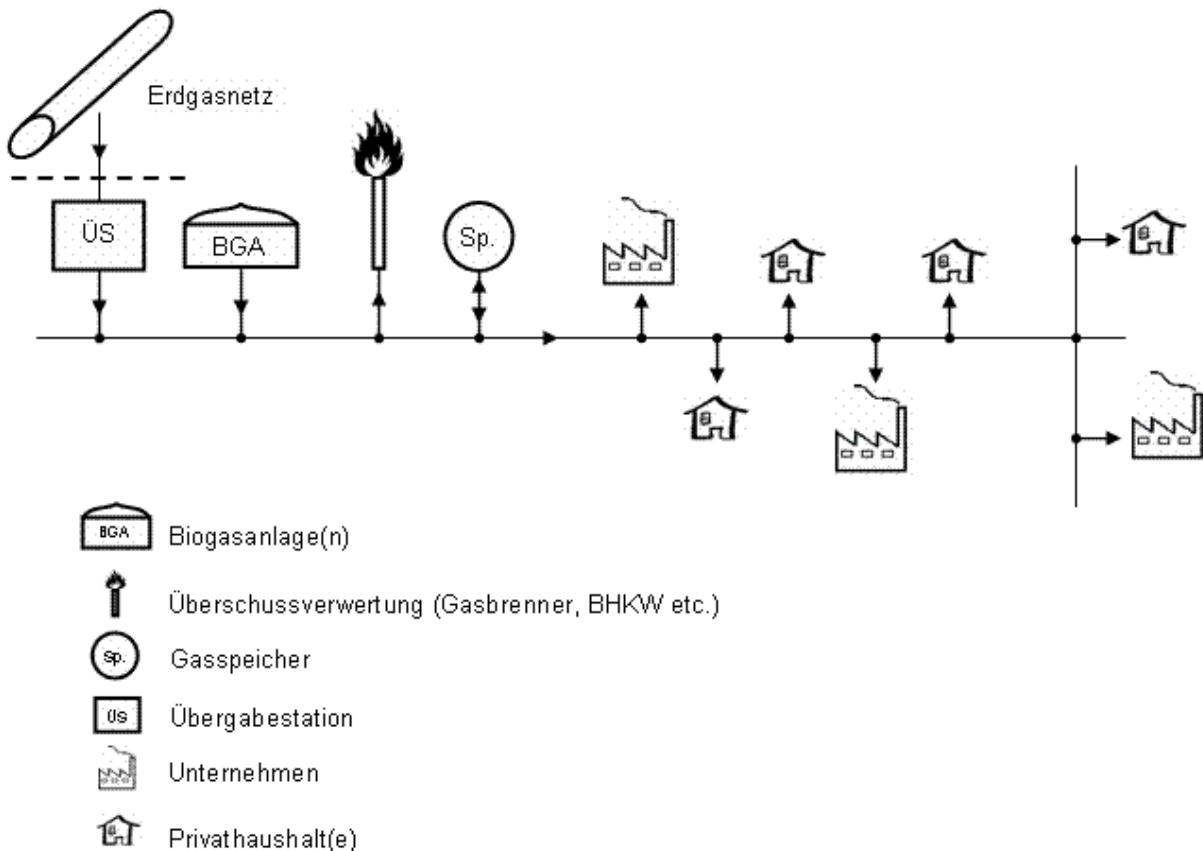


Abbildung 13: Graphische Darstellung der Mikronetzstruktur Typ 6: Gemischtes Gebiet mit Erdgasanschluss

4.5 Conclusio Aufbau, Struktur und Betrieb von Biogas-Mikronetzen

Neben den beschriebenen Anlagen in Hollich und Braunschweig (siehe Kapitel 4.2.1) gibt es einige weitere Beispiele für den Bau von Biogasleitungen. Mitte 2008 soll z.B. in Hülsten nahe Münster eine 3,5 km lange Leitung von der Biogasanlage zu einem BHKW beim örtlichen Hallenbad fertig gestellt werden (BORKENER ZEITUNG 2008). Grund für den vermehrten Bau von Biogasleitungen ist der Wunsch, das BHKW möglichst nahe bei potenziellen Wärmeabnehmern zu positionieren.

Bei den recherchierten Praxisbeispielen wird das Biogas entweder in eigens errichteten Biogasleitungen zu einem BHKW transportiert oder es wird aufbereitet und z.B. als Treibstoff verwendet. Einzige Ausnahme ist das Gasversorgungssystem in Göteborg, in dem das Biogas als Zusatzgas eingesetzt wird. Ein Biogas-Mikronetz, das Biogas ohne (vollständige) Aufbereitung direkt an mehrere Verbraucher liefert, existiert derzeit nicht.

Mikronetze für Flüssigerdgas (Flüssigmethan) oder für Flüssiggas gemäß Projektdefinition existieren noch nicht.

Die festgelegten Charakteristika der Biogas-Mikronetze, wie Versorgungssicherheit oder Verbraucherstruktur, ermöglichen die Entwicklung von sechs unterschiedlichen prototypischen Netzstrukturen, die im weiteren Projektverlauf mittels technischer und wirtschaftlicher Analysen optimiert werden.

5 Erzeugungs- und Lastprofile

Im Rahmen dieses Projekts wurden unterschiedliche prototypische Biogas-Mikronetze beschrieben (siehe Kapitel 4.4). Diese unterscheiden sich hinsichtlich Verbraucherstruktur und Versorgungssicherheit. Die Biogaserzeugung in den Biogas-Mikronetzen erfolgt mittels Biogasanlage(n) mit unterschiedlichen Leistungsgrößen.

In diesem Kapitel wird das Erzeugungsverhalten einer Biogasanlage (RWP Bioenergie GmbH) und das Verbrauchsverhalten unterschiedlicher Verbraucher (einer Bäckerei, einer Wäscherei, eines Wohngebäudes sowie von zwei Ortsgasversorgungen) beschrieben. Auf Basis der Analyse dieser Lastprofile werden drei unterschiedliche Verbraucher-Strukturen entwickelt:

- Ein ländliches Ortsnetz,
- ein Gewerbegebiet und
- ein gemischtes Gebiet (50 % Haushalte, 50 % Kleingewerbe).

Der Stundenmittelwert der Biogasproduktivität in einem Mikronetz wird am Beispiel der RWP-Biogasanlage festgelegt. Auf Basis dieses Mittelwertes (m^3/h) werden unterschiedliche Biogasanlagengrößen definiert (vgl. Kapitel 6.2.2).

5.1 Erzeugungsprofil der Biogasanlage

Die Kontinuität der Biogasproduktion, dargestellt durch die jährlichen Betriebsstunden einer Biogasanlage, ist ein wichtiges Kriterium für den wirtschaftlich rentablen Betrieb der Anlage.

Mit Ende des ersten Quartals 2008 waren in Österreich 340 Biogasanlagen in Betrieb. Diese haben im Jahr 2007 440 GWh aus Biogas produziert (E-CONTROL 2008). Die durchschnittliche elektrische Leistung der Biogasanlagen liegt bei rund 250 kW_{el} . Derzeit ist in Österreich eine Tendenz zur Errichtung leistungsstärkerer Biogasanlagen zu beobachten. Deshalb wurde für die Analyse des Erzeugungsverhaltens die „große“ Biogasanlage „RWP Bioenergie GmbH“ mit einer Leistung von 500 kW_{el} ausgewählt.

5.1.1 RWP Bioenergie GmbH

Die Firma RWP Bioenergie GmbH in Paldau/Stmk. ist im Bereich Strom- und Wärme-produktion aus Biogas tätig. Gülle und landwirtschaftliche Rohstoffe, welche in der eigenen Biogasanlage vergoren werden, werden von den elterlichen Betrieben und aus der unmittelbaren Umgebung eingekauft und zwischengelagert. Das Biogas aus den geschlossenen Behältern wird im Foliendach am Nachfermenter zwischengespeichert und zum Gasmotor, mit einer Gesamtleistung von 500 kW_{el} , weitergeleitet. Aus 1 m^3 Biogas, mit einem CH_4 -

Gehalt von etwa 52 % - 53 %, werden etwa 2,07 kWh Strom produziert, d.h. es werden pro Tag rund 12.000 kWh Strom produziert.

Ein Teil der Abwärme wird über ein Nahwärmenetz zu den elterlichen Betrieben geleitet. Dort werden die Wohnhäuser und zum Teil die Stallungen beheizt. Eine Ausweitung des Wärmenetzes ist geplant.

Anlagendaten der Biogasanlage RWP Bioenergie GmbH:

- Hauptfermenter: 2.000 m³, Nachfermenter: 2.000 m³
- Endlager: 5.000 m³
- Gasspeicher: 800 m³

Der Jahreslastgang dieser Biogasanlage, abgebildet in Abbildung 14, erreicht einen täglichen Mittelwert der Biogasproduktion von 5.953 Nm³, bei einer gesamten Jahresproduktionsmenge von 2.172.800 Nm³. Die Anlage erreichte am 29.10.2006 ein Produktionsmaximum von 6.400 Nm³ und am 06.07.2006 ein Minimum von 1.950 Nm³.

Es gibt drei Erzeugungseinbrüche:

- Am 18.01.2006 kam es zu einem Tausch des Turboladers³ im BHKW,
- am 10.04.2006 wurde die Einbringsschnecke repariert und
- am 06.07.2006 wurde die Einbringsschnecke komplett ausgetauscht (WALCH 2007).

³ Turbolader: Dient der Leistungssteigerung von Kolbenmotoren durch Erhöhung des Gemischdurchsatzes pro Arbeitstakt

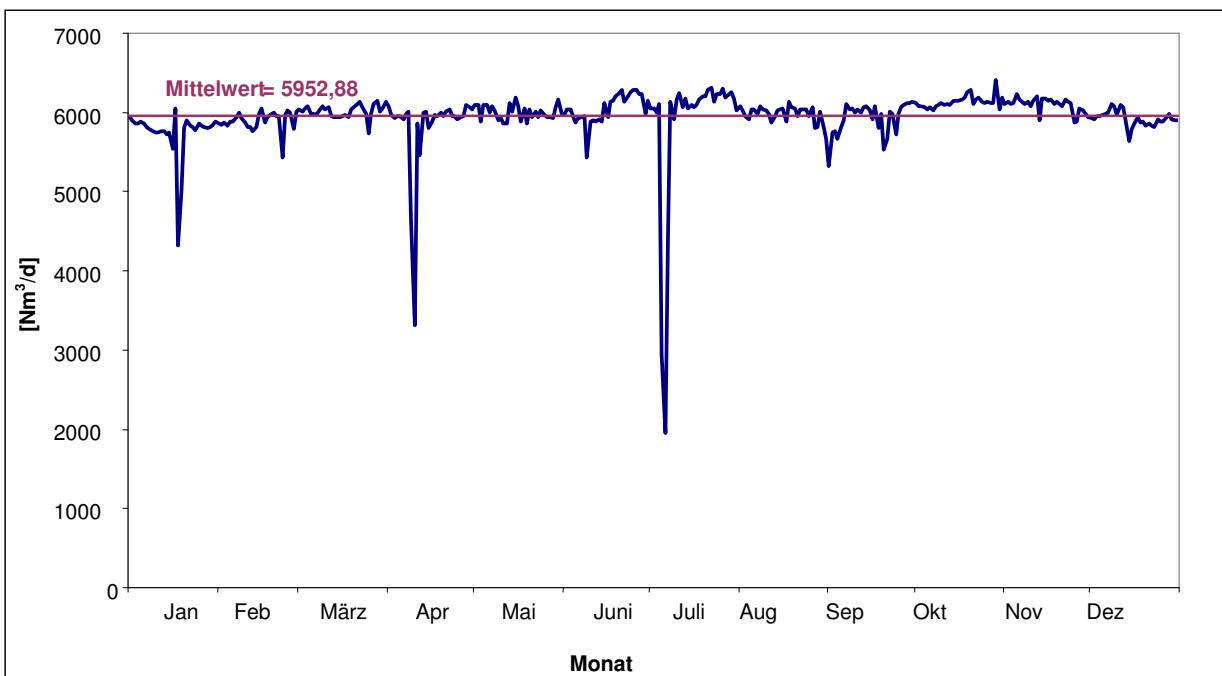


Abbildung 14: Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage RWP Bioenergie GmbH (eigene Darstellung, Daten: WALCH 2007)

Die monatliche Biogasproduktion, dargestellt in Abbildung 15, erreichte im Februar ein Minimum von 165 kNm³ und im Oktober ein Maximum von 190 kNm³.

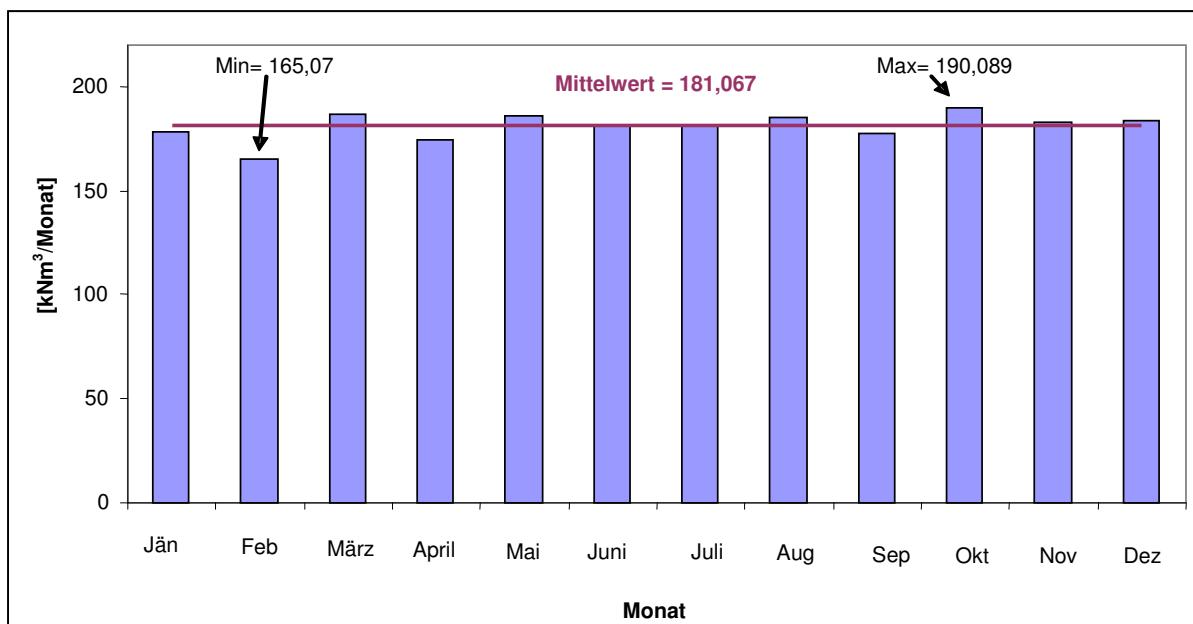


Abbildung 15: Monatliche Biogasproduktion der RWP Bioenergie GmbH (eigene Darstellung, Daten: WALCH 2007)

Aus der Dauererzeugungslinie der täglichen Produktion der Biogasanlage RWP Bioenergie GmbH, dargestellt in Abbildung 16, sieht man den „Idealfall“ der Produktion einer Biogasanlage. Idealfall deshalb, da diese Anlage über 362 Tage eine konstant hohe tägliche Biogasproduktion gewährleisten konnte. Die Produktionseinbrüche auf Grund der erwähnten Wartungsarbeiten führten zu dem steilen Abfall der Dauererzeugungslinie.

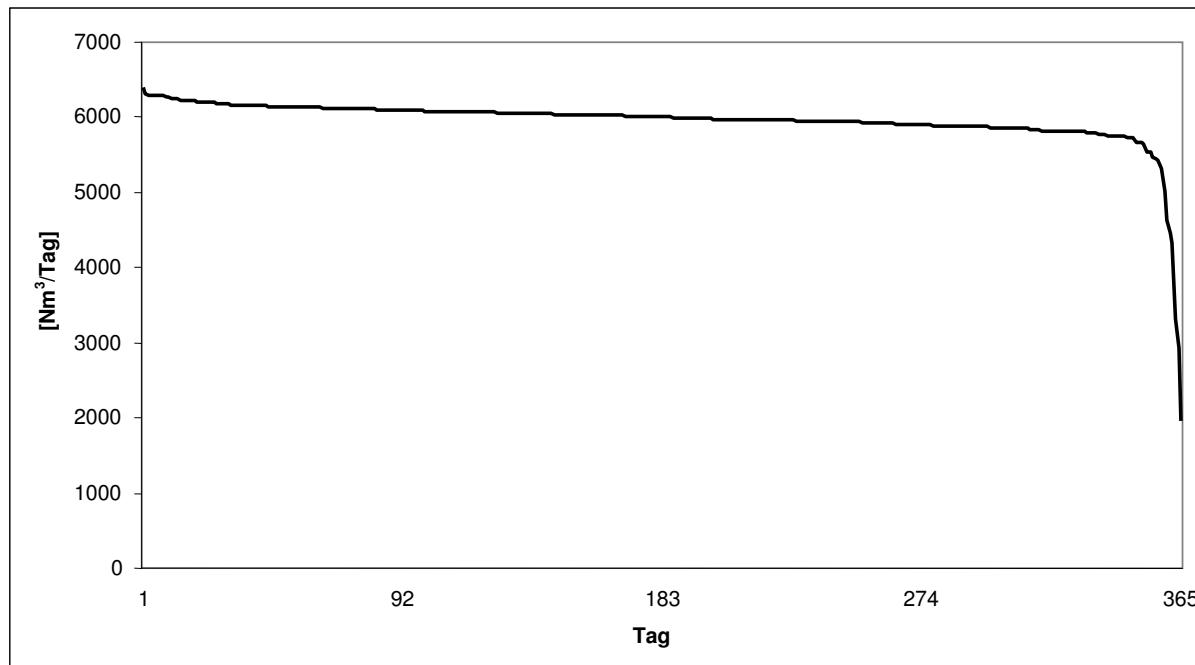


Abbildung 16: Dauererzeugungslinie der RWP Bioenergie GmbH (Tagesproduktion) (eigene Darstellung, Daten: WALCH 2007)

Im Rahmen des Projekts wurde das Erzeugungsverhalten von weiteren Biogasanlagen analysiert. Eine detaillierte Beschreibung dieser Anlagen befindet sich im Anhang Kapitel 20.1.2.

5.2 Reale Lastprofile

In diesem Kapitel wird das Verbrauchsverhalten unterschiedlicher Erdgasabnehmer, basierend auf den gemessenen Verbrauchswerten, beschrieben und analysiert. Die ausgewählten Abnehmer können eingeteilt werden in:

- Gewerbliche Abnehmer: Eine Bäckerei, eine Wäscherei und
- private Abnehmer (Haushalte): Ein Wohngebäude, Ortsgasversorgung I und Ortsgasversorgung II.

Auf Basis der Beschreibung der Lastprofile werde drei prototypischen Verbraucherstrukturen beschrieben:

- Ein ländliches Ortsnetz,
- ein Gewerbegebiet und
- ein gemischtes Gebiet.

Die Verbrauchswerte dieser drei Strukturen werden als Inputdaten des Simulationstools „HEI Micronet“ eingesetzt (vgl. Kapitel 6.2.1).

Im Rahmen des Projektes wurde das Verbrauchsverhalten folgender weiterer Erdgasabnehmer analysiert und beschrieben (siehe Anhang 20.1.3):

- Industrieabnehmer (ein Unternehmen der Lebensmittelindustrie, zwei Unternehmen der Keramikindustrie und zwei Unternehmen der Papierindustrie),
- ein gewerblicher Abnehmer (Hotel),
- Ortsgasversorgungen III, IV und V (Haushalte inklusive Gewerbe) und
- eine Erdgastankstelle.

5.2.1 Bäckerei

Bei der beschriebenen Bäckerei handelt es sich um eine Großbäckerei in der Stadt Salzburg. Nach den vorliegenden Daten variiert in dieser Bäckerei die Produktionsrate das ganze Jahr über sehr stark, abgebildet im Jahreslastgang in Abbildung 17. Der monatliche Verbrauch, in Abbildung 18 dargestellt, erreicht einen Mittelwert von rund 14 kNm^3 . Das monatliche Maximum wurde mit ca. 16 kNm^3 im Jänner erreicht, das monatliche Minimum im April mit rund 13 kNm^3 .

Der Tageslastgang, dargestellt in Abbildung 19, zeigt ein anschauliches Bild über die Produktionsrate an Werktagen und an den Wochenenden. Während der Arbeitswoche wird stündlich Gas verbraucht. Der Verbrauch konzentriert sich auf die Stunden zwischen 19:00 Uhr und 12:00 Uhr des nächsten Tages. Am Samstag wird die Produktion gegen 12:00 Uhr eingestellt und erst am Sonntag gegen 19:00 Uhr wieder aufgenommen. Während dieses Zeitraums wird trotz der Einstellung der Produktion Gas verbraucht. Dieser Verbrauch könnte aufgrund von Raumheizung und/oder Beibehaltung einer minimalen Betriebstemperatur von Arbeitsmaschinen gegeben sein.

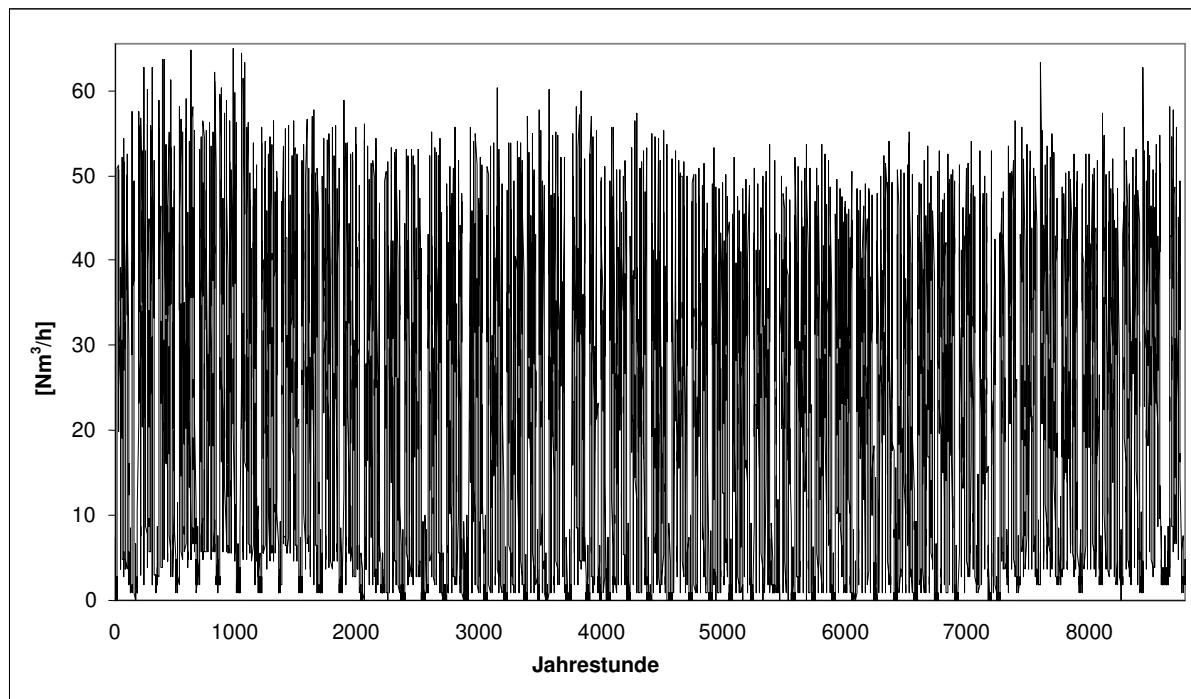


Abbildung 17: Jahreslastgang der Bäckerei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

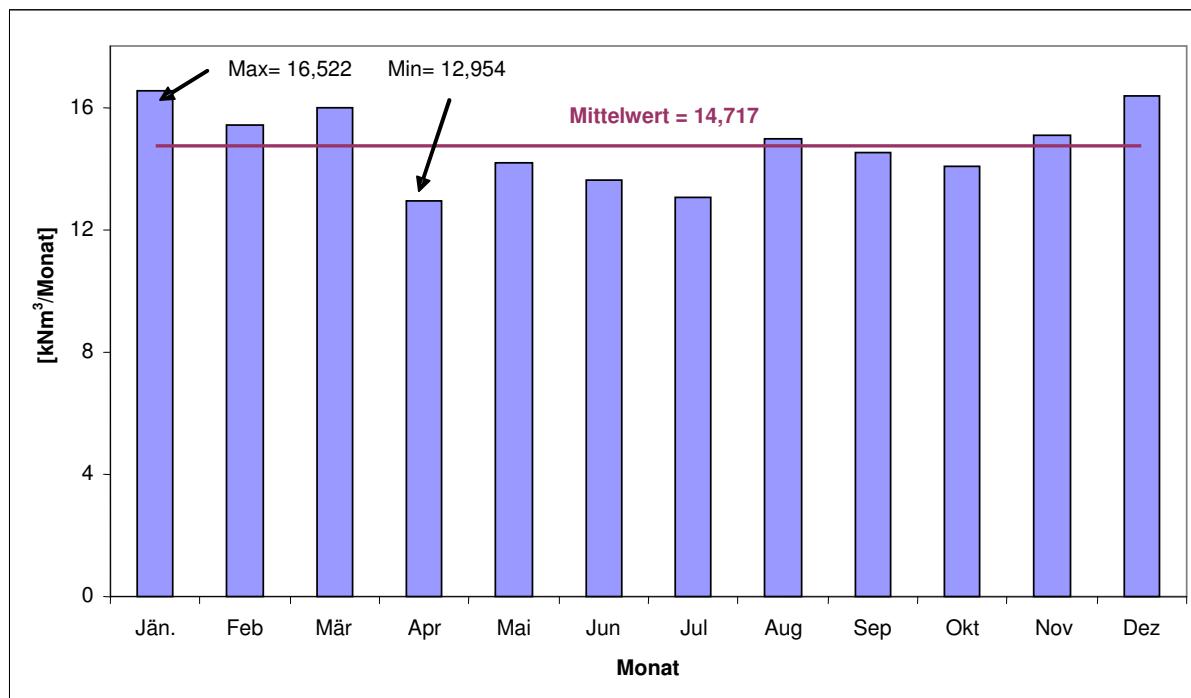


Abbildung 18: Monatlicher Verbrauch der Bäckerei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

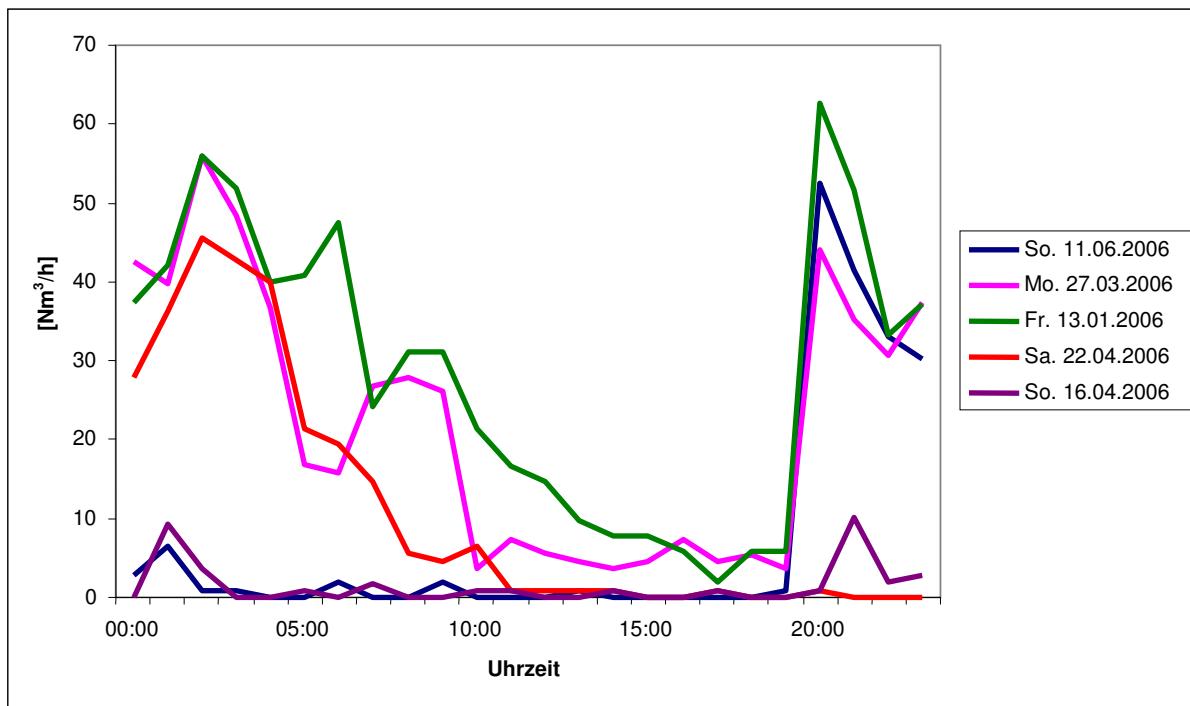


Abbildung 19: Tageslastgang der Bäckerei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und täglichen Verbrauch der Bäckerei sind in Abbildung 20 und Abbildung 21 wiedergegeben. Abbildung 20 zeigt, dass es in insgesamt 555 Stunden zu keinem Verbrauch kam. Abbildung 21 zeigt, dass sich diese 555 Stunden nicht auf eine oder mehrere Perioden konzentrieren. Die Sonn- und Feiertage beinhalten die Ruhetage des Unternehmens. Ebenfalls wie im vorhergehenden Beispiel kann der Verbrauch an diesen Tagen mit der Nutzung von Raumheizung und/oder Beibehaltung einer bestimmten Betriebstemperatur von Arbeitsmaschinen erklärt werden.

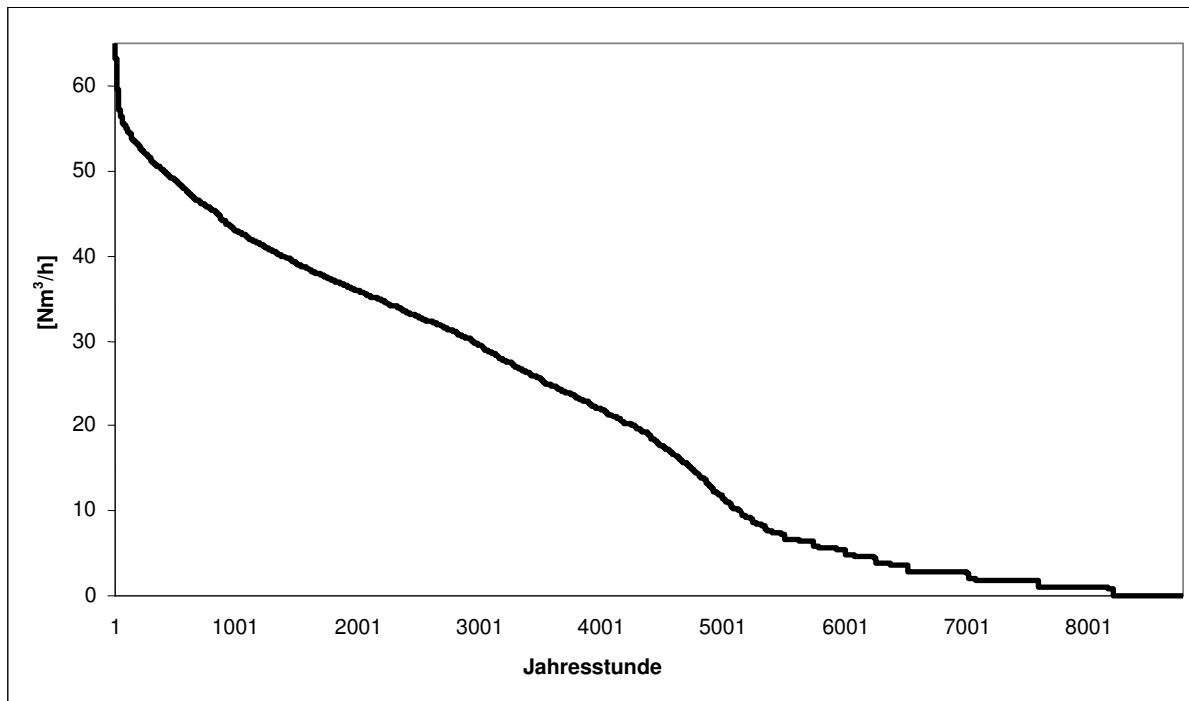


Abbildung 20: Dauerlastlinie der Bäckerei (stündlicher Verbrauch)

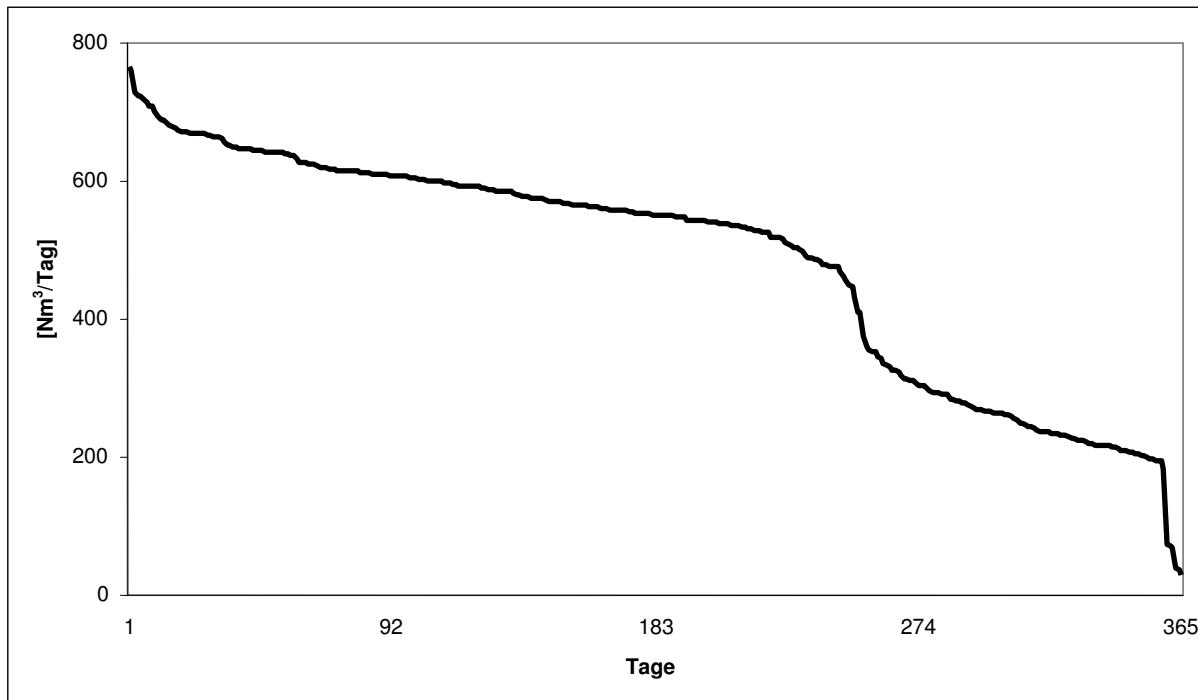


Abbildung 21: Dauerlastlinie der Bäckerei (Tagesverbrauch)

Der minimale und maximale Verbrauch in einer Bäckerei wurden in Tabelle 5 kurz zusammengefasst. Die maximale monatliche Schwankung betrug 3.567 Nm^3 . Die vergleichsweise hohe maximale tägliche Schwankung von 735 Nm^3 ist auf das unterschiedliche Produktionsverhalten während der Arbeitswoche im Unterschied zum Wochenende zurückzuführen. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt zwischen 1,28 (monatlich) und 24,71 (täglich).

Tabelle 5: Minimaler und maximaler Verbrauch der Bäckerei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

	Verbrauch [Nm^3]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	12.955	Jänner	16.522	Jänner	1,28
Woche	2.771	KW51	4.231	KW51	1,53
Tag	31	04.06.2006	766	22.12.2006	24,71
Stunde	0	täglich	65	10.06.2006 02:00 Uhr	-

5.2.2 Wäscherei

Der Jahresverbrauch dieser kleinen Wäscherei in Grödig im Salzburger Flachgau (HASLINGER 2007), wiedergegeben in Abbildung 22, folgt das ganze Jahr über regelmäßigen Schwankungen, ähnlich dem Jahreslastgang der beschriebenen Bäckerei. Es zeigt sich ein monatliches Maximum von rund 39 kNm^3 im August und ein monatliches Minimum von ca. 32 kNm^3 im November, bei einem Gesamtjahresverbrauch von rund 430 kNm^3 . Der durchschnittliche monatliche Verbrauch lag bei rund 36 kNm^3 , dargestellt in Abbildung 23.

Aus dem Tageslastgang, dargestellt in Abbildung 24, können die Öffnungs- bzw. Betriebszeiten dieser Wäscherei eruiert werden. Die Betriebsdauer hängt vom Werktag bzw. Wochenende ab. Der Betrieb beginnt unter der Woche (werktags) um etwa 04:00 Uhr und dauert bis ca. 20:00 Uhr. Am Freitag ist die Wäscherei von ca. 04:00 Uhr bis etwa 17:00 Uhr bzw. 18:00 Uhr und am Samstag von etwa 09:00 Uhr bis etwa 13:00 Uhr in Betrieb. Sonntag ist Ruhetag. Der Betrieb wurde nie über einen längeren Zeitraum stillgelegt. Sonderfälle ergaben sich nur aufgrund von kalenderischen Feiertagen.

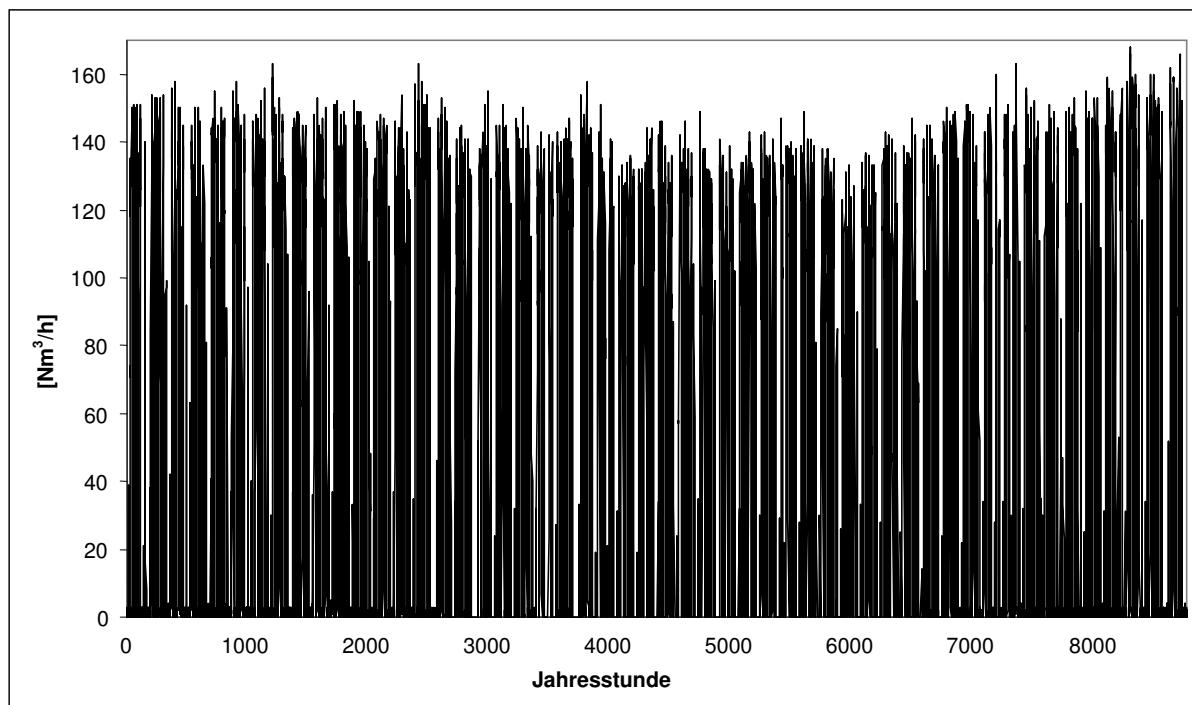


Abbildung 22: Jahreslastgang der Wäscherei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

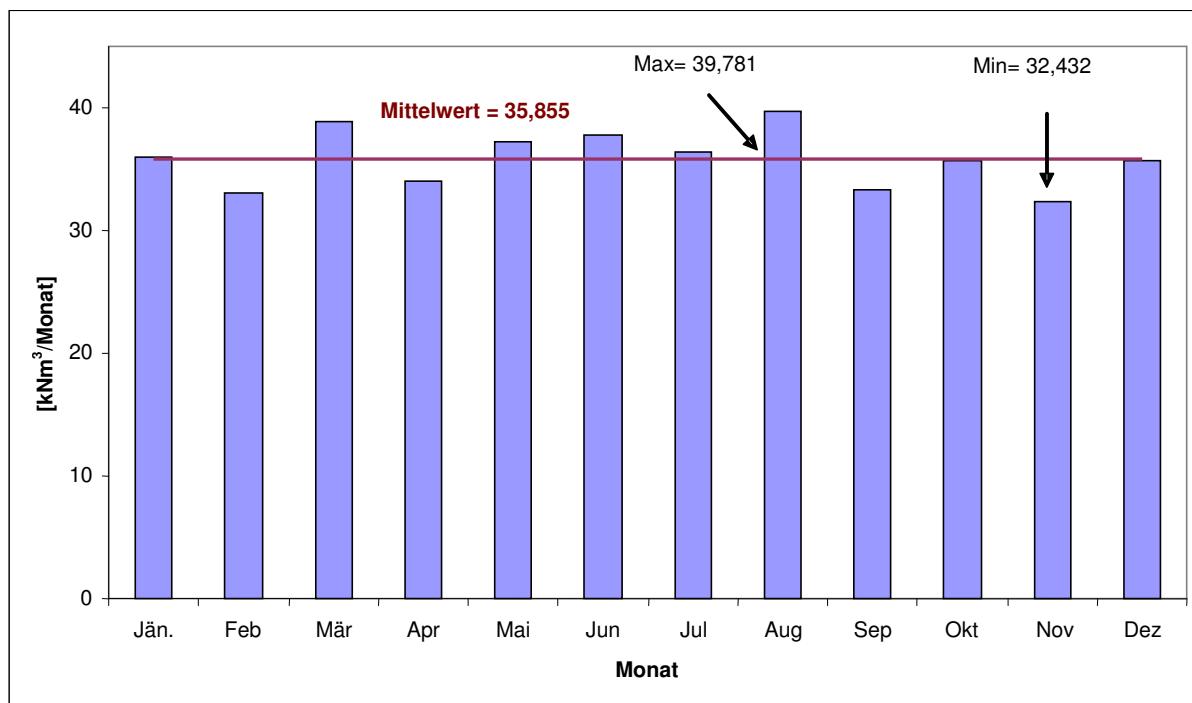


Abbildung 23: Monatsverbrauch der Wäscherei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

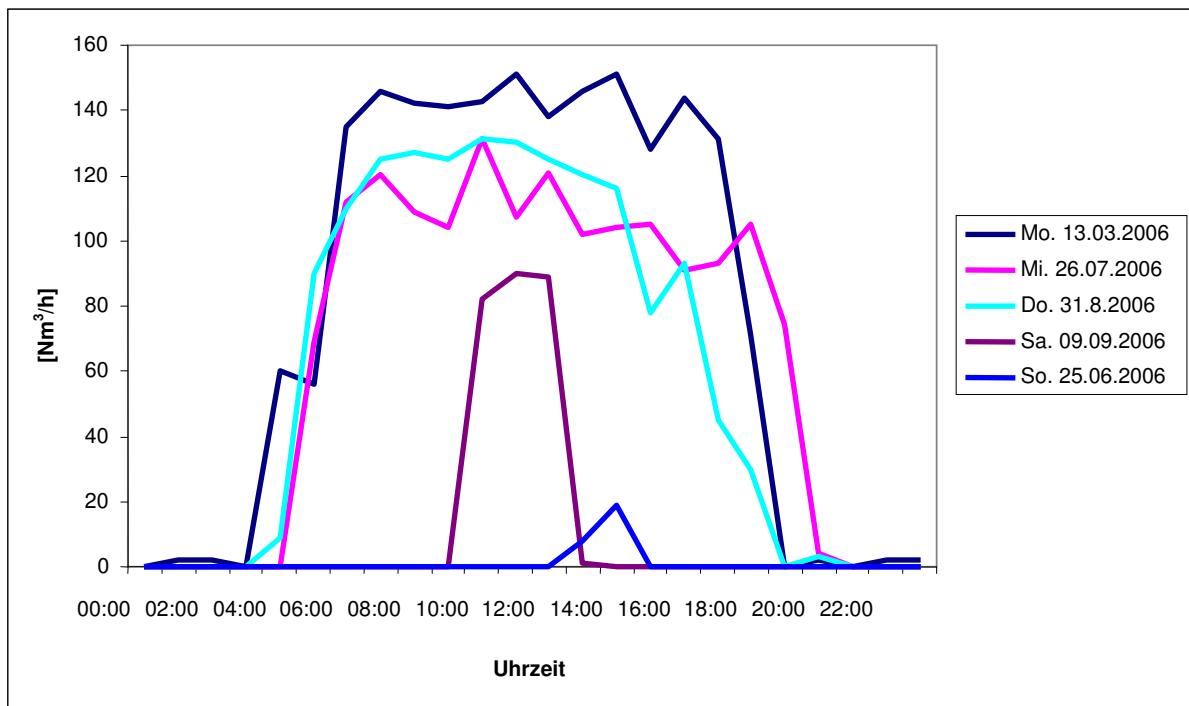


Abbildung 24: Tageslastgang der Wäscherei (eigene Darstellung: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Mit Hilfe des Tageslastgangs dieser Wäscherei konnten die Öffnungszeiten des Unternehmens beschrieben werden. Außerhalb der erwähnten Intervalle beträgt der Verbrauch zwischen 0 und 3 Nm³. Die Dauerlastlinien für den stündlichen und täglichen Verbrauch der Wäscherei sind in Abbildung 25 und Abbildung 26 dargestellt. Abbildung 25 zeigt, dass in 3.373 Stunden ein Verbrauch von 0 Nm³ erreicht wurde. Die beschriebene Wäscherei hat nur an rund 4.000 Stunden im Jahr einen nennenswerten Verbrauch. In Abbildung 26 sind die erkennbaren „Knickpunkte“ eingezeichnet. Diese Knickpunkte zeigen die Reduktion des Verbrauchs an Werktagen, Wochenenden und kalendarischen Feiertagen.

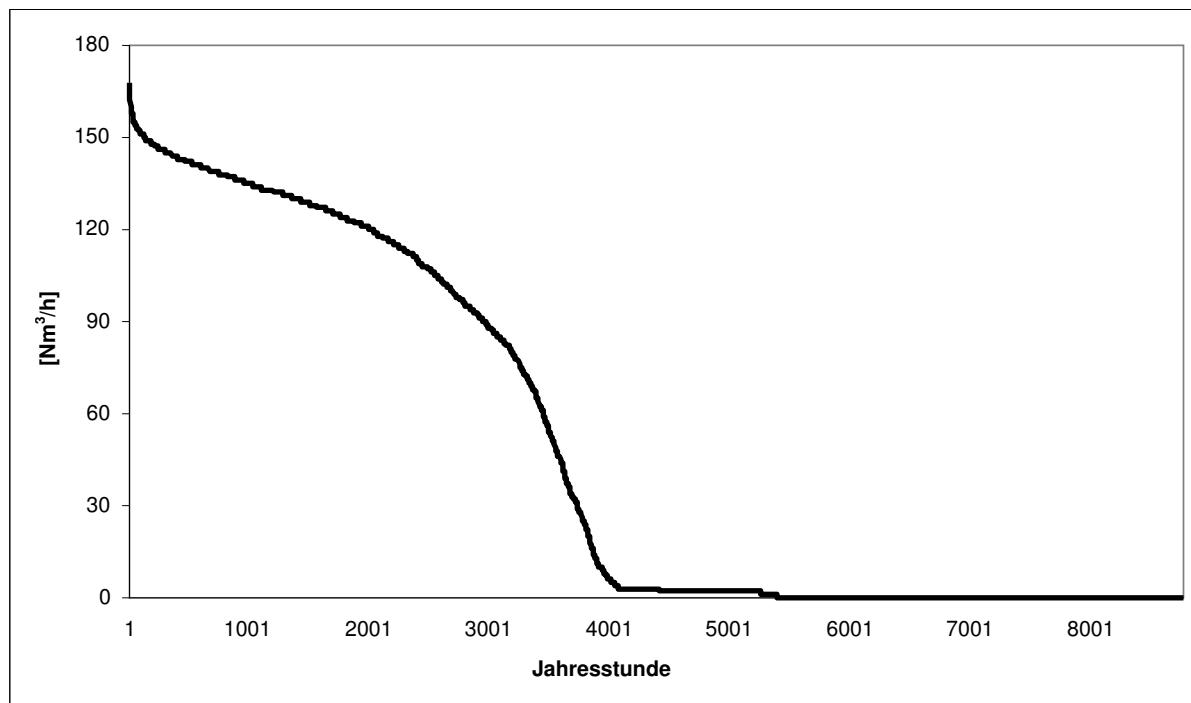


Abbildung 25: Dauerlastlinie der Wäscherei (stündlicher Verbrauch)

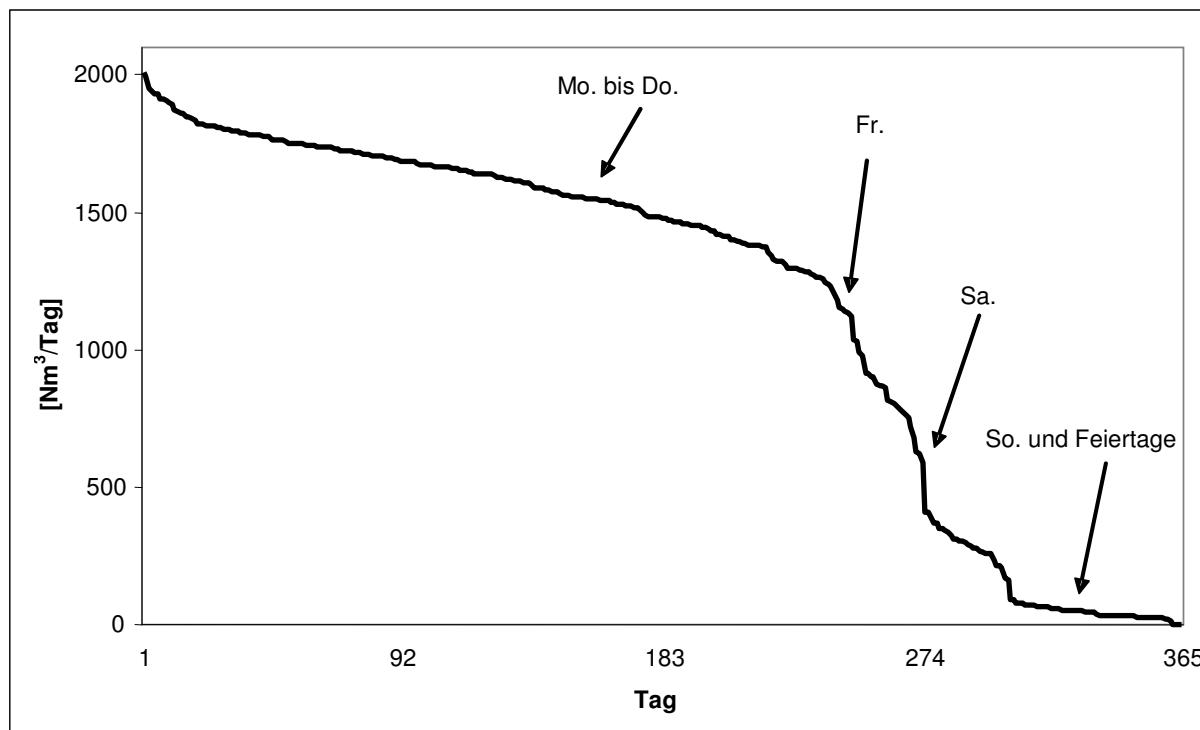


Abbildung 26: Dauerlastlinie der Wäscherei (Tagesverbrauch)

Der minimale und maximale Gasverbrauch einer Wäscherei sind in Tabelle 6 dargestellt. Die monatliche maximale Schwankung von 7.349 Nm³ ist relativ gering. Jedoch erscheinen die maximalen täglichen Schwankungen von 2.010 Nm³ aufgrund des Betriebsschlusses an Sonn- und Feiertagen in Relation sehr hoch. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt zwischen 1,23 (monatlich) und 1,37 (wöchentlich).

Tabelle 6: Minimaler und maximaler Verbrauch der Wäscherei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

	Verbrauch [Nm ³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	32.432	August	39.781	August	1,23
Woche	6.955	KW51	9.544	KW51	1,37
Tag	0	30.04.2006, 25.05.2006, 04.06.2006, 23.07.2006	2.010	06.06.2006	-
Stunde	0	Täglich	168	12.12.2006 11:00 Uhr	-

5.2.3 Wohngebäude

Bei dem hier beschriebenen Wohngebäude handelt es sich um ein großes Wohngebäude in der Stadt Salzburg (HASLINGER 2007). Der Jahreslastgang, wiedergegeben in Abbildung 27, zeigt eine parabolische Trendlinie. Der monatliche Verbrauch, dargestellt in Abbildung 28, erreichte im Jänner einen maximalen Wert von rund 18 kNm³ und im Juli ein Minimum von 1.240 Nm³. Der daraus resultierende Mittelwert beträgt 8.150 Nm³. Der Verbrauch des Wohngebäudes hängt von mehreren Faktoren ab, wie z.B. Zustand des Gebäudes, Standort, Alter der Bewohner/innen, Beschäftigungsrate etc. Der ausschlaggebende Faktor für die Höhe des Verbrauchs ist aber die Außentemperatur. Der Tageslastgang, dargestellt in Abbildung 29, zeigt diesen stark temperaturabhängigen Verbrauch.

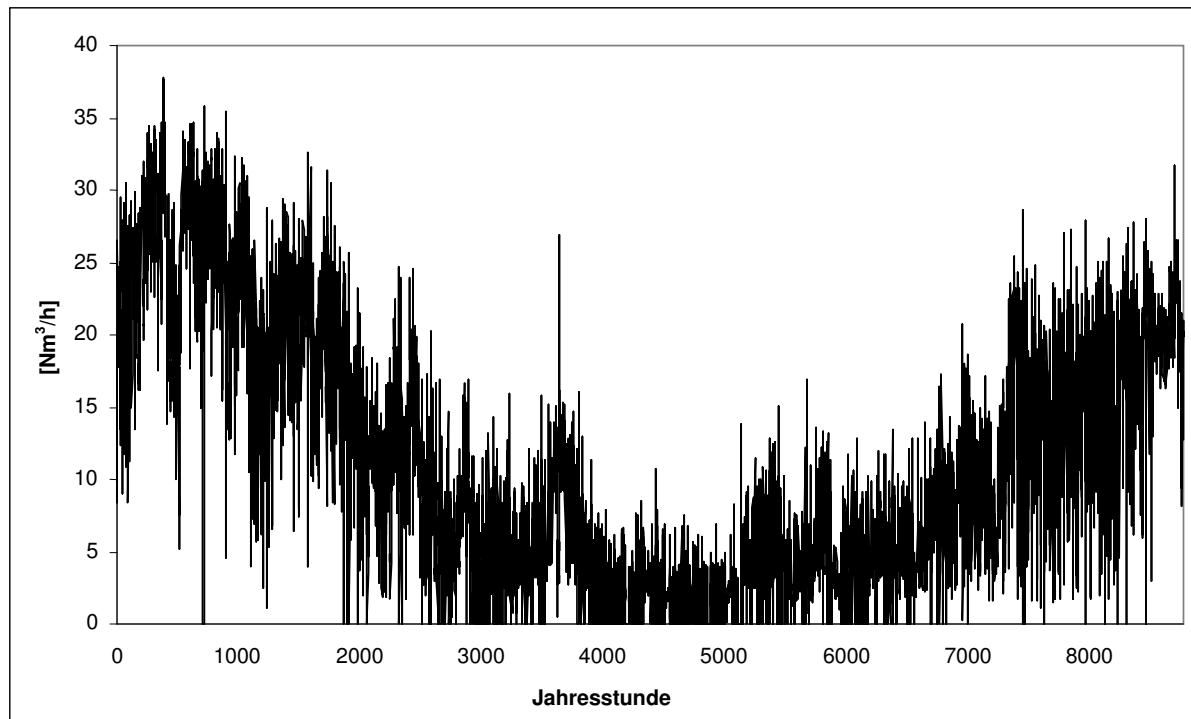


Abbildung 27: Jahreslastgang des Wohngebäudes (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Der Lastgang stellt auch einen aktivitätsabhängigen Verbrauch dar. Jede/r Bewohner/in in diesem Wohngebäude hat einen anderen Tagesablauf. Deshalb kann von der verbrauchten Gasmenge nicht auf den Tagesablauf rückgeschlossen werden. Es gibt unter der Woche eine Frühspitze, welche um ca. 05:30 Uhr beginnt und um etwa 06:00 Uhr wieder sinkt. Gegen 12:30 Uhr beginnt ein kontinuierlich hoher Verbrauch während der Woche ohne eindeutige Abendspitze. Die Höhe des Gasverbrauchs am Wochenende ist wiederum stark von der Temperatur abhängig. Der geringste Verbrauch liegt etwa zwischen 00:00 Uhr und 05:30 Uhr.

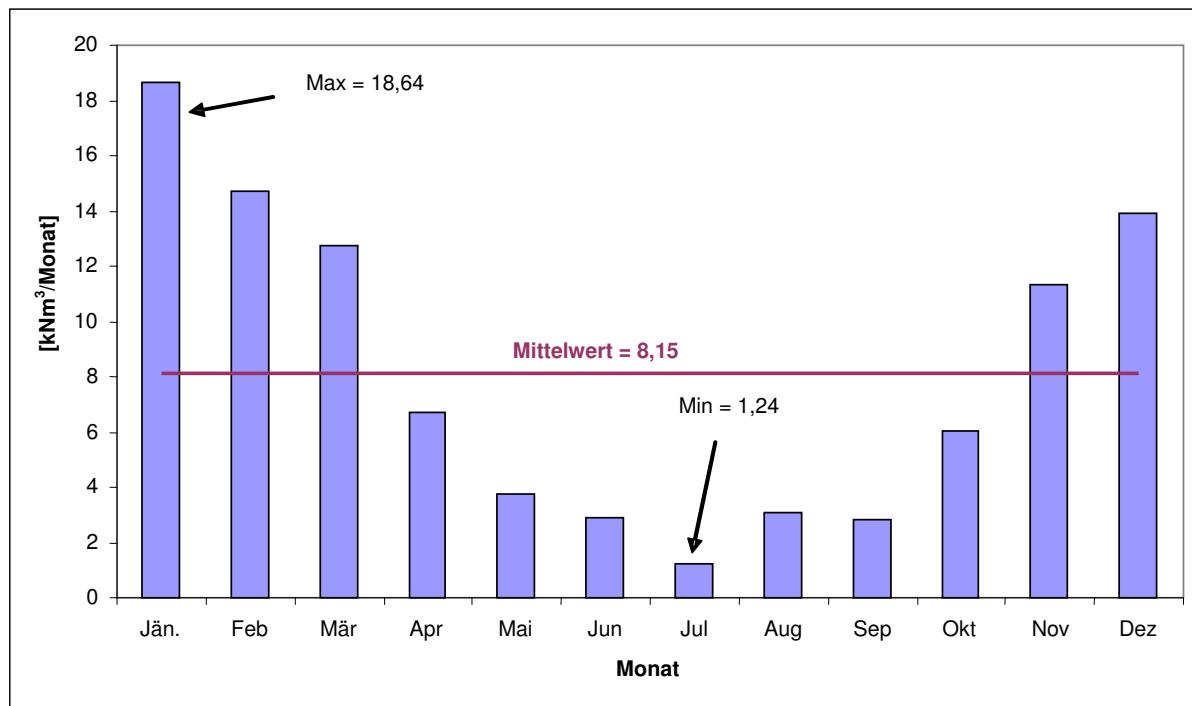


Abbildung 28: Monatsverbrauch des Wohngebäudes (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

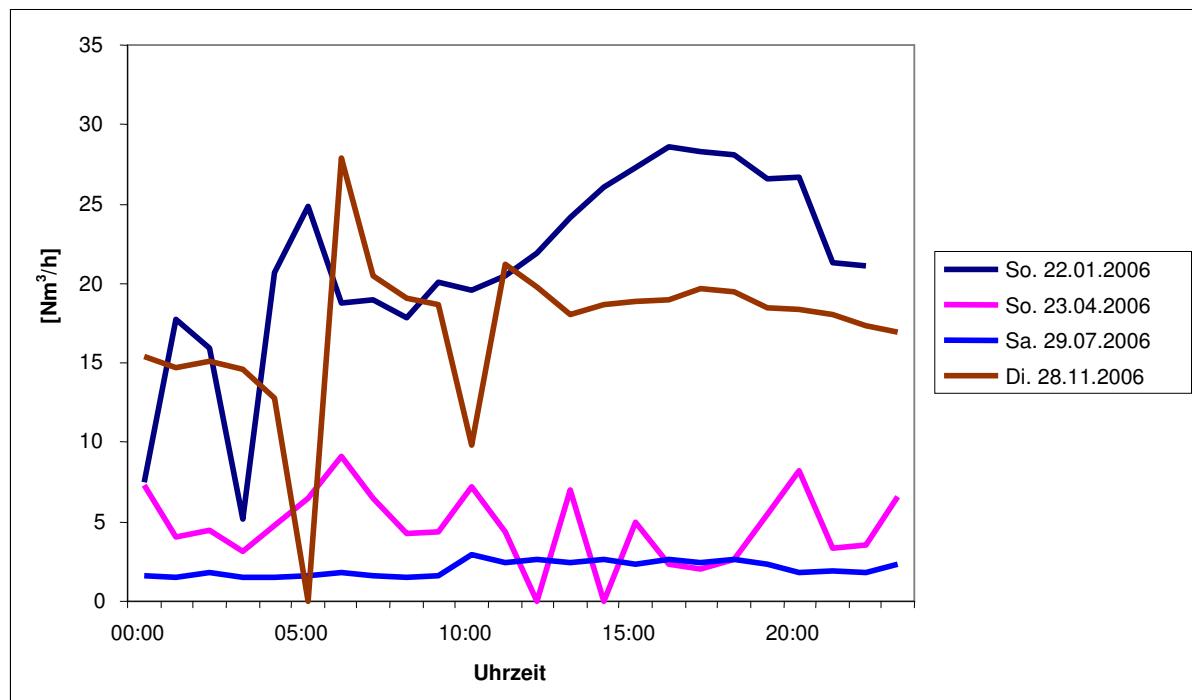


Abbildung 29: Tageslastgang des Wohngebäudes (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und täglichen Verbrauch in diesem Wohngebäude sind in Abbildung 30 und Abbildung 31 dargestellt. Abbildung 30 und Abbildung 31 zeigen einen streng monoton fallenden Verlauf. Das Wohngebäude hatte in 909 Stunden im Jahr keinen Verbrauch. Diese 909 Stunden ohne Verbrauch teilen sich auf unterschiedliche Tage im Jahr auf, was bedeutet, dass an jedem Tag Gas verbraucht wurde.

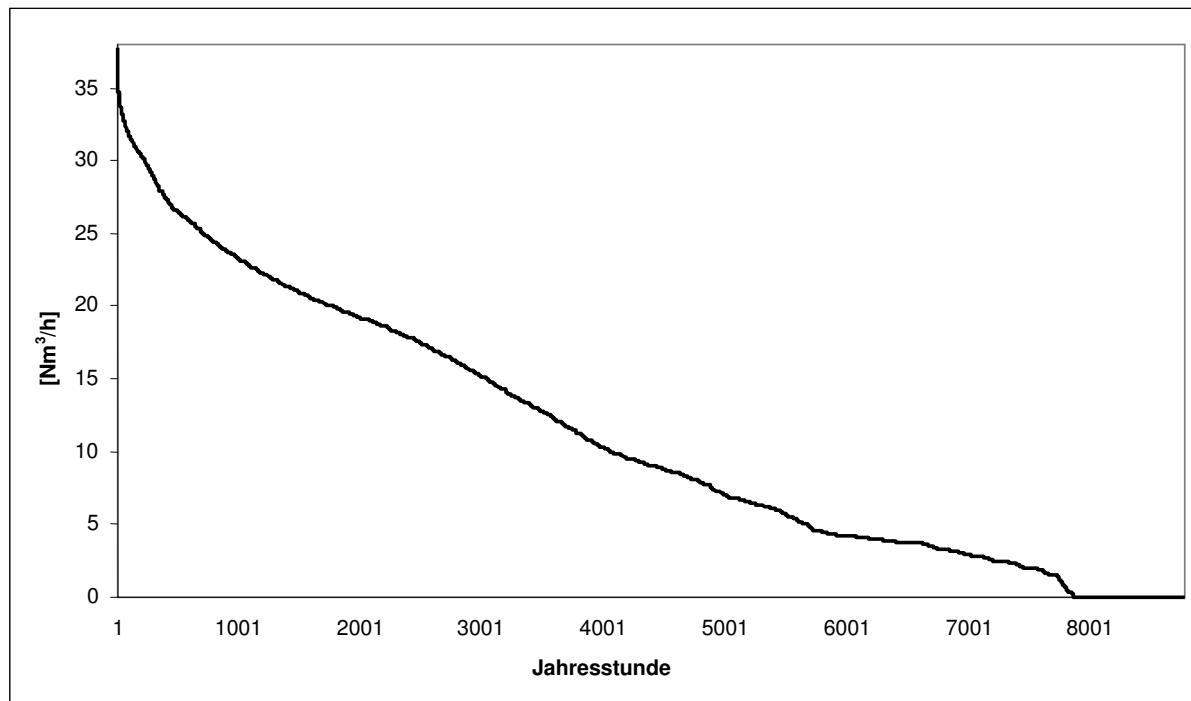


Abbildung 30: Dauerlastlinie des Wohngebäudes (stündlicher Verbrauch)

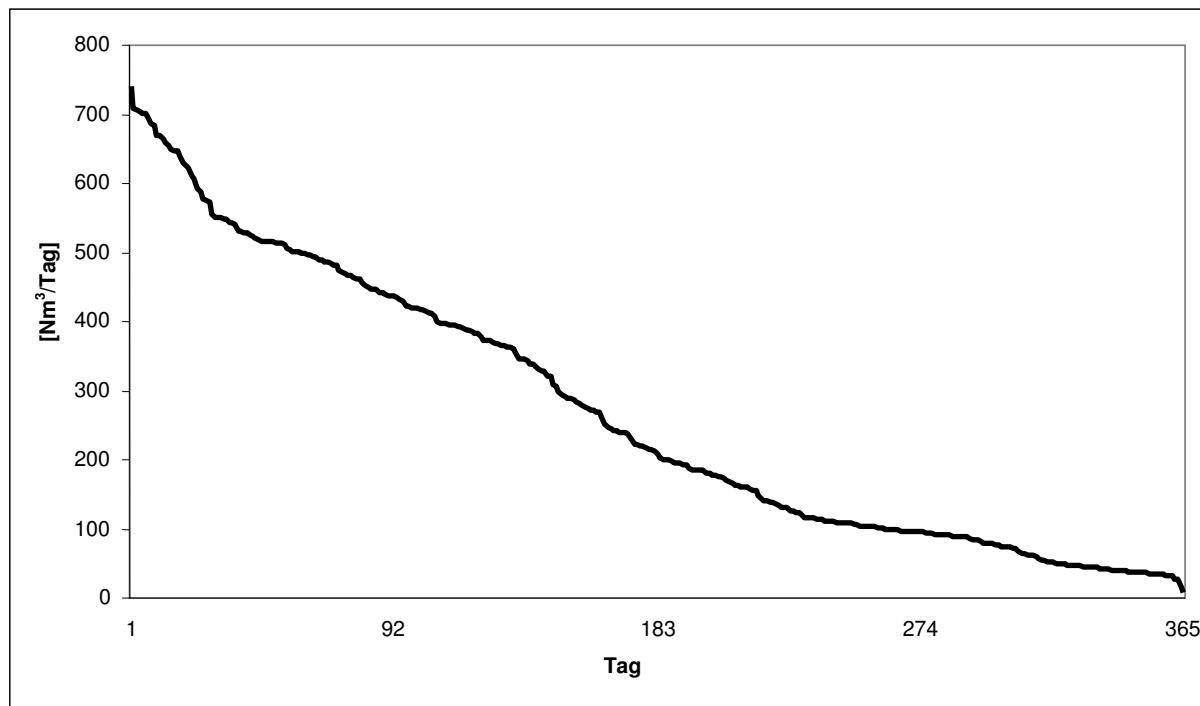


Abbildung 31: Dauerlastlinie des Wohngebäudes (Tagesverbrauch)

In nachfolgender Tabelle 7 sind der minimale und maximale Verbrauch des Wohngebäudes dargestellt. Es sind, wie in der Hotellerie (Tabelle 63), große Unterschiede zwischen den jeweiligen Extremwerten erkennbar. Die Temperatur spielt im Wohngebäude, wie in der Hotellerie, die entscheidende Rolle betreffend Verbrauchsverhalten bzw. Verbrauchsmenge. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt zwischen 15,07 (monatlich) und 92,63 (wöchentlich). Der Lastgang des Wohngebäudes ist ein klassisches Beispiel für einen temperaturabhängigen Verbrauch. Der Jahreslastgang nimmt einen parabolischen Verlauf an.

Tabelle 7: Minimaler und maximaler Verbrauch im Wohngebäude (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

	Verbrauch [Nm ³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	1.237	Jänner	18.642	Jänner	15,07
Woche	234	KW2	4.709	KW2	20,12
Tag	8	22.07.2006	741	16.01.2006	92,63
Stunde	0	z.B. in den Sommermonaten	38	16.01.2006 18:00 Uhr	-

Ausgehend von einem jährlichen Naturgasverbrauch in Österreich von rund 667 Nm³/Person (STATISTIK AUSTRIA 2007b) und einem Jahresgesamtverbrauch des analysierten Wohn-

gebäudes in der Höhe von 97.761,6 Nm³/a kann abgeschätzt werden, dass in diesem Wohngebäude etwa 147 Personen wohnen.

5.2.4 Ortsgasversorgung I (nur Haushaltskunden)

In dieser Ortsgasversorgung I im Salzburger Flachgau werden nur Haushaltskunden mit Gas versorgt (HASLINGER 2007). Der Jahreslastgang der Ortsgasversorgung I, wiedergegeben in Abbildung 32, stellt ebenso wie der Jahreslastgang des Wohngebäudes (Abbildung 27) eine parabolische Trendlinie dar. Bei einem Großteil des Verbrauchs handelt es sich um Heizgasverbrauch, da sich der Lastgang nur auf Haushaltskunden bezieht.

Der monatliche Verbrauch, dargestellt in Abbildung 33, erreichte im Jänner ein Maximum von rund 18 kNm³ und im Juli ein Minimum von 0,9 kNm³. Der daraus resultierende monatliche Mittelwert beträgt rund 7,5 kNm³. Der Tageslastgang, dargestellt in Abbildung 34, zeigt einen stark temperaturabhängigen Verbrauch. Abbildung 34 entspricht im Prinzip der Abbildung 170 des Normlastprofils „Tageslastgang eines Mehrfamilienhauses“, wobei hier zusätzlich zur Früh- und Abendspitze mehrere kleinere Verbrauchsspitzen vorhanden sind.

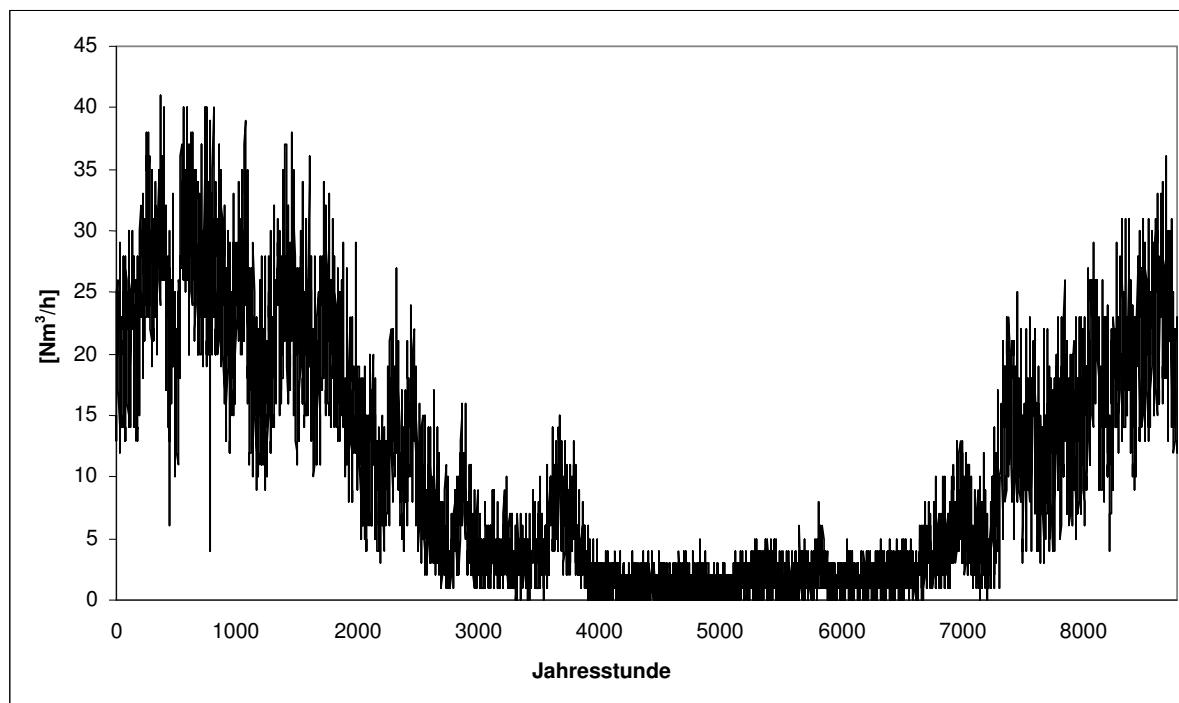


Abbildung 32: Jahreslastgang der Ortsgasversorgung I (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

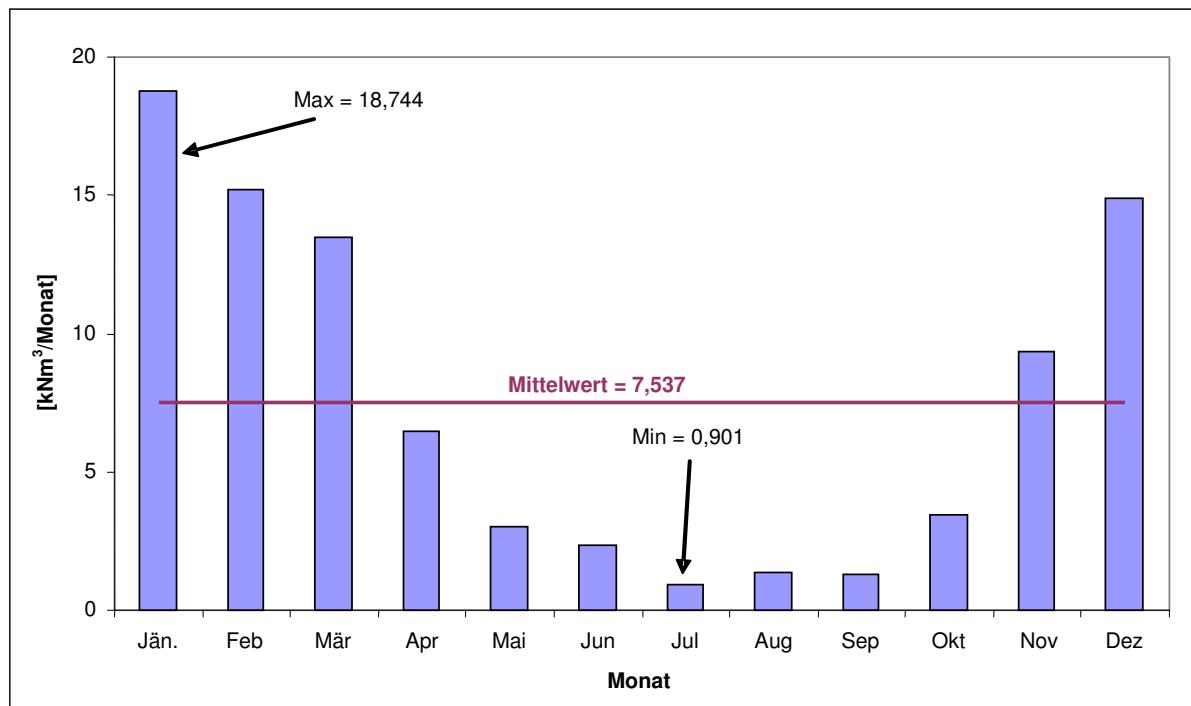


Abbildung 33: Monatsverbrauch der Ortsgasversorgung I (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

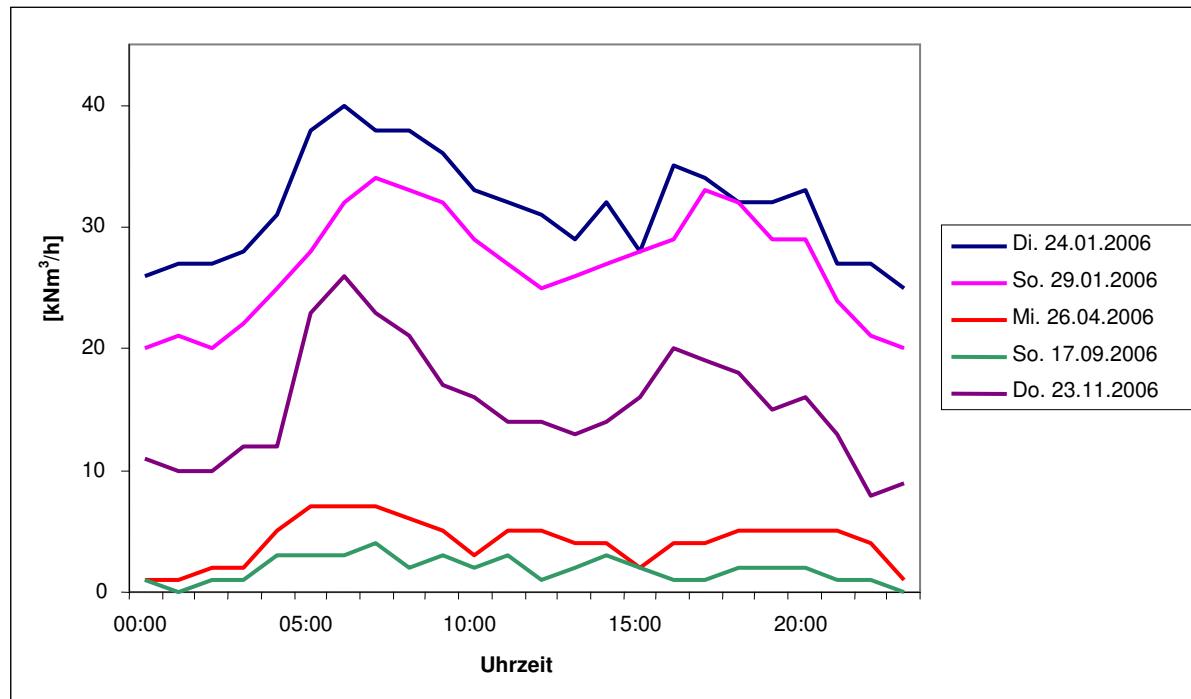


Abbildung 34: Tageslastgang der Ortsgasversorgung I (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und täglichen Verbrauch der Ortsgasversorgung I sind in Abbildung 35 und Abbildung 36 wiedergegeben. Abbildung 35 und Abbildung 36 zeigen eine stufenweise streng monoton fallende Dauerlastlinie (Treppenfunktion). Dieser streng fallende Verlauf der Dauerlastlinien ist typisch für einen temperaturabhängigen Verbrauch. Die Ortsgasversorgung I hatte in 419 Stunden im Jahr keinen Verbrauch. Diese 419 Stunden ohne Verbrauch verteilen sich auf das ganze Jahr, was bedeutet, dass an jedem Tag im Jahr Gas verbraucht wurde.

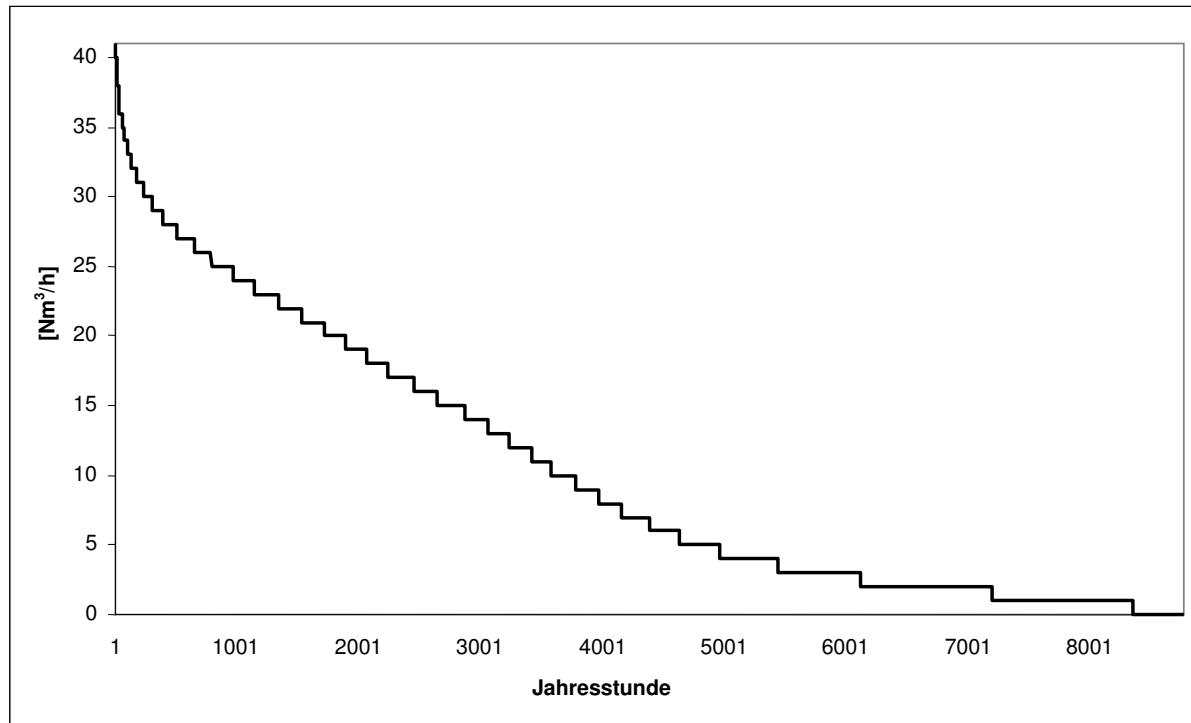


Abbildung 35: Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung I (stündlicher Verbrauch) (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

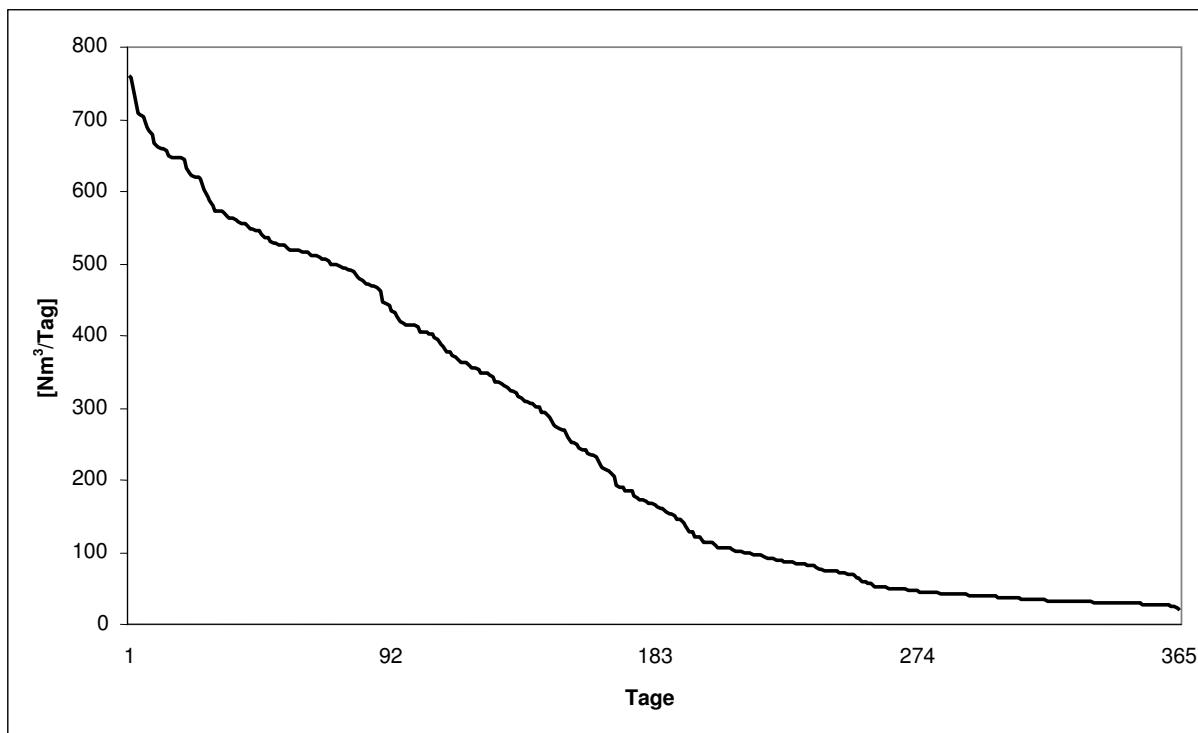


Abbildung 36: Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung I (Tagesverbrauch) (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

In nachfolgender Tabelle 8 sind der minimale und maximale Verbrauch der Ortsgasversorgung I dargestellt. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt zwischen 21 (monatlich) und 40 (wöchentlich).

Tabelle 8: Minimaler und maximaler Verbrauch der Ortsgasversorgung | (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

	Verbrauch [kNm³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	901	Jänner	18.744	Jänner	21
Woche	183	KW2	4.865	KW2	27
Tag	19	16.01.2006 24.07.2006	760	16.01.2006	40
Stunde	0	18.05.2006 - 21.10.2006	41	16.01.2006 07:00 Uhr	-

Bei einem jährlichen Gasverbrauch von 666 Nm³/Person und einem Gesamtgasverbrauch der Ortsgasversorgung I von 90.451 Nm³/a kann eine Anzahl von etwa 137 Verbrauchern ermittelt werden.

5.2.5 Ortsgasversorgung II (Haushalte)

Die Ortsgasversorgung II liegt in der Weststeiermark und besteht aus Ein- bzw. Mehrfamilienhäusern. Der Jahreslastgang der Ortsgasversorgung II, wiedergegeben in Abbildung 37, stellt ebenso wie der Jahreslastgang des Wohngebäudes (Abbildung 27) eine parabolische Trendlinie dar. Bei einem Großteil des Verbrauchs handelt es sich um Heizgasverbrauch, da sich der Lastgang nur auf Haushaltskunden bezieht.

Der monatliche Verbrauch, dargestellt in Abbildung 38, erreichte im Jänner ein Maximum von ca. 14,7 kNm³ und im Juli ein Minimum von rund 0,9 kNm³. Der daraus resultierende monatliche Mittelwert beträgt rund 5,8 kNm³. Der Tageslastgang, dargestellt in Abbildung 39, zeigt einen stark temperaturabhängigen Verbrauch. Diese Abbildung entspricht im Prinzip Abbildung 170 im Kapitel 20.1.1 (Normlastprofile), wobei hier zusätzlich zur Früh- und Abendspitze mehrere kleinere Verbrauchsspitzen vorhanden sind.

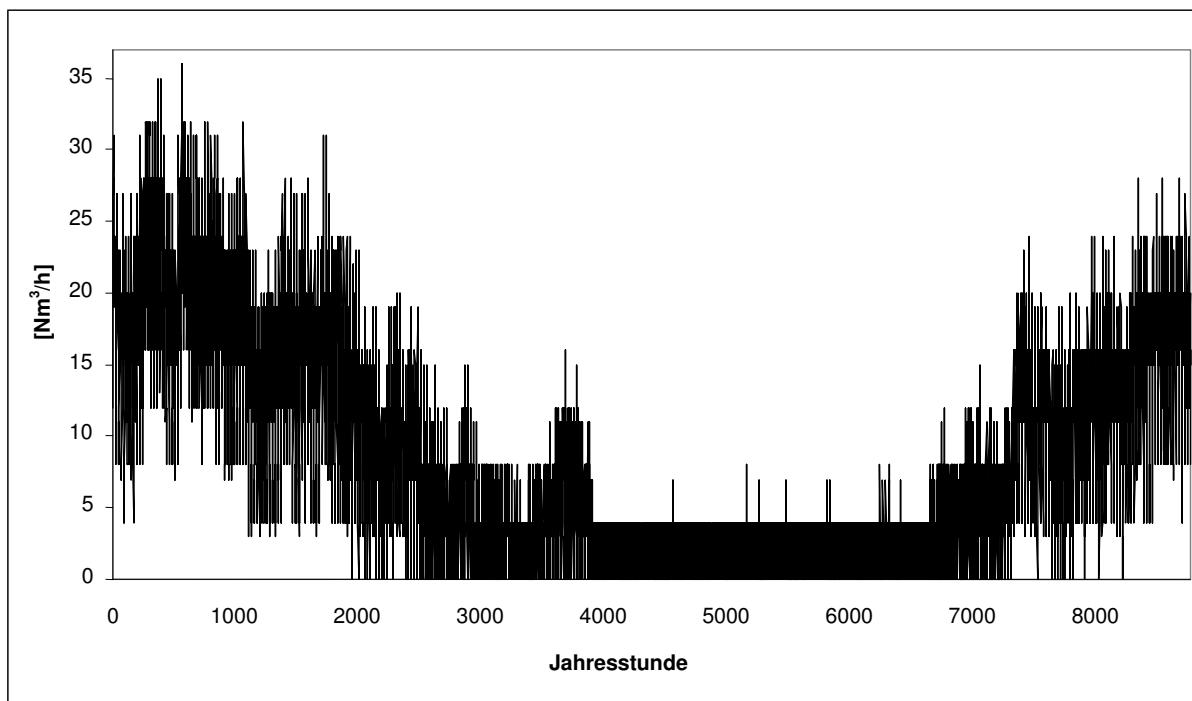


Abbildung 37: Jahreslastgang der Ortsgasversorgung II

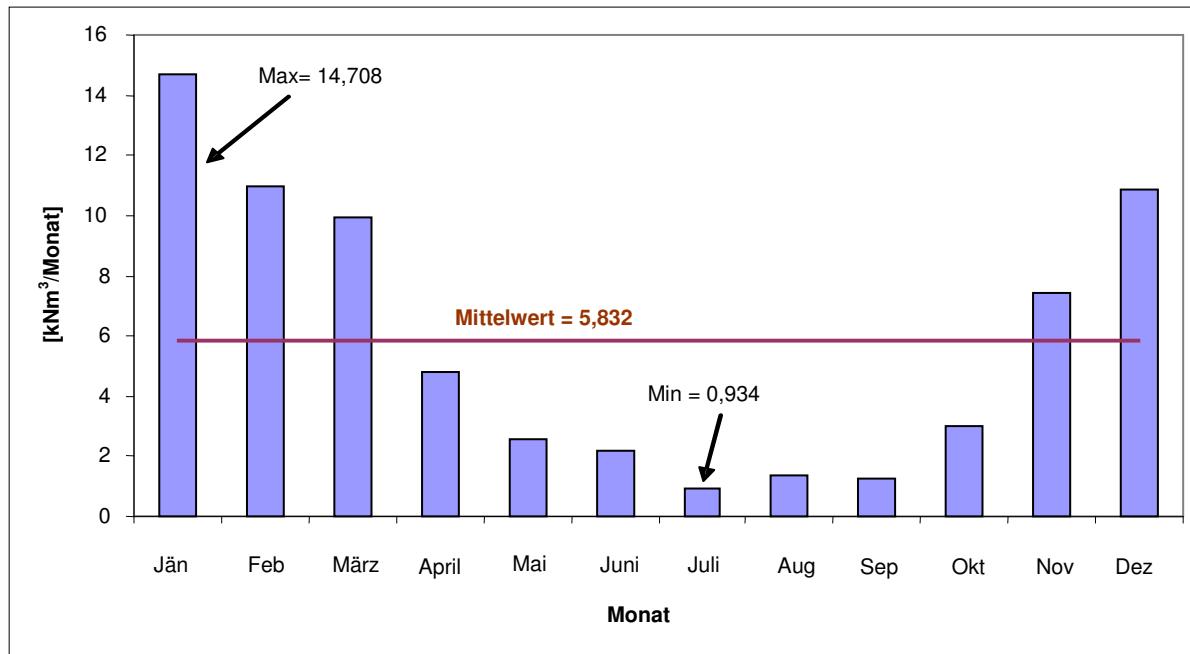


Abbildung 38: Monatsverbrauch der Ortsgasversorgung II

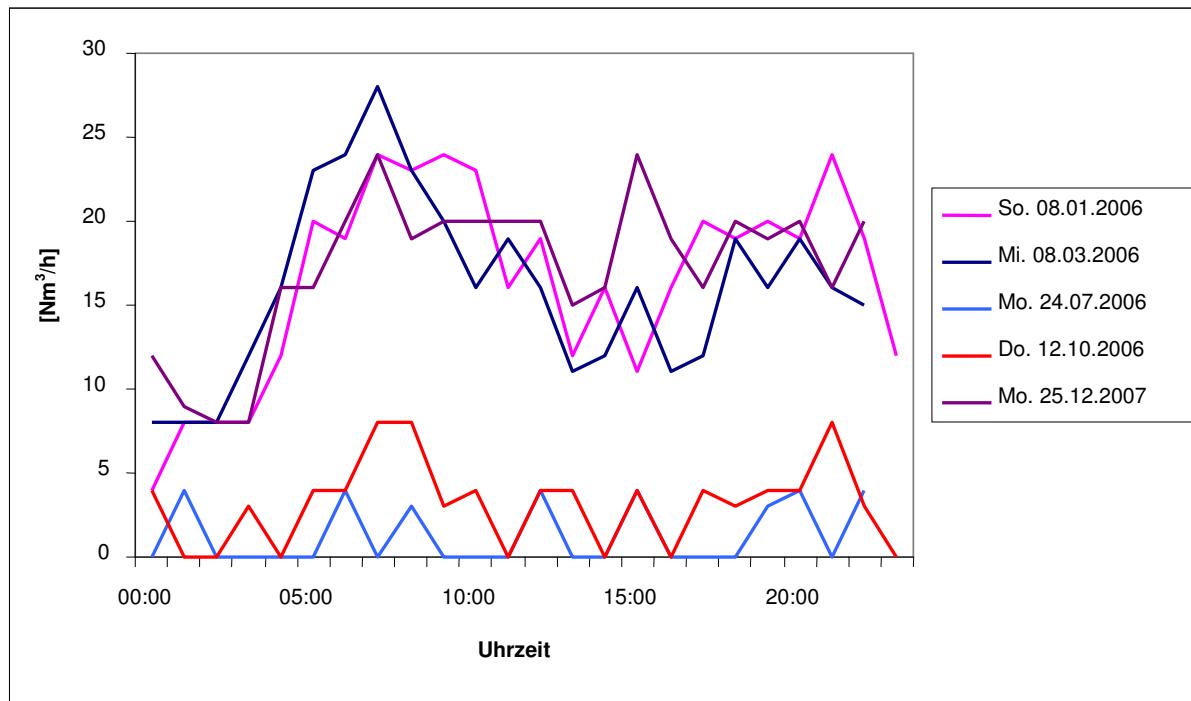


Abbildung 39: Tageslastgang der Ortsgasversorgung II

Abbildung 40 und Abbildung 41 zeigen die Dauerlastlinien für den stündlichen und täglichen Verbrauch der Ortsgasversorgung II. Beide Abbildungen zeigen wiederum einen streng monoton fallenden Verlauf (Treppenfunktion), der typisch für einen temperaturabhängigen

Verbrauch ist. In der Ortsgasversorgung II betrug an 2.049 Stunden im Jahr der Verbrauch 0 Nm³. Diese 2.049 Stunden verteilen sich auf das ganze Jahr, daher wurde an jedem Tag Gas verbraucht.

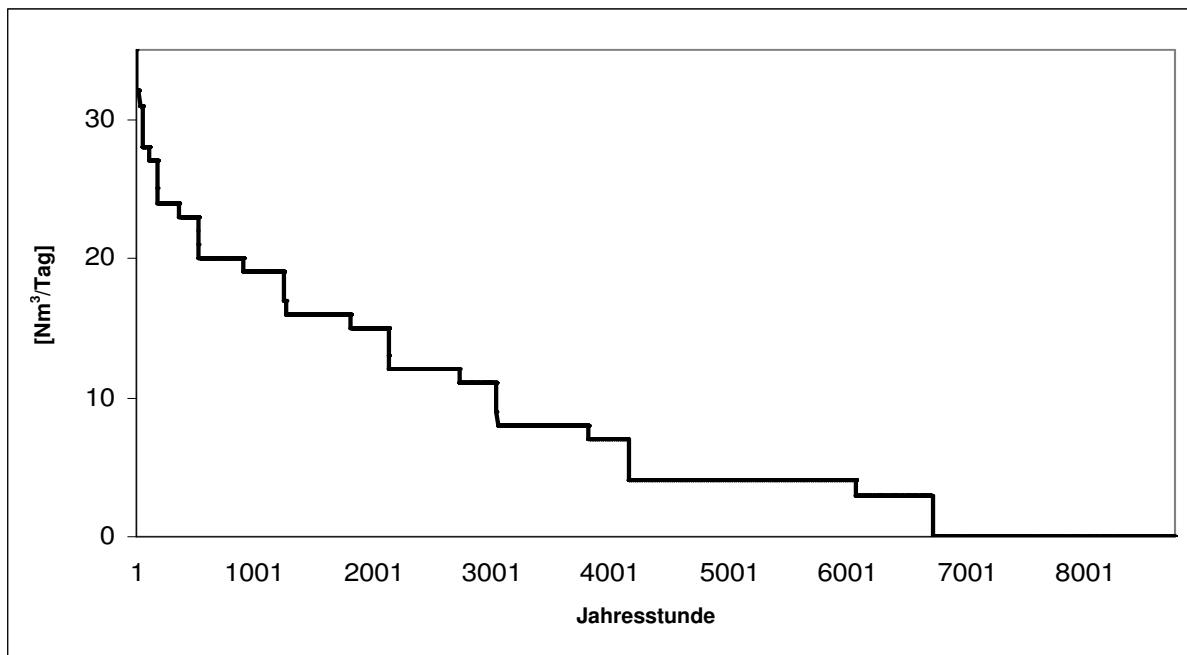


Abbildung 40: Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung II (stündlicher Verbrauch)

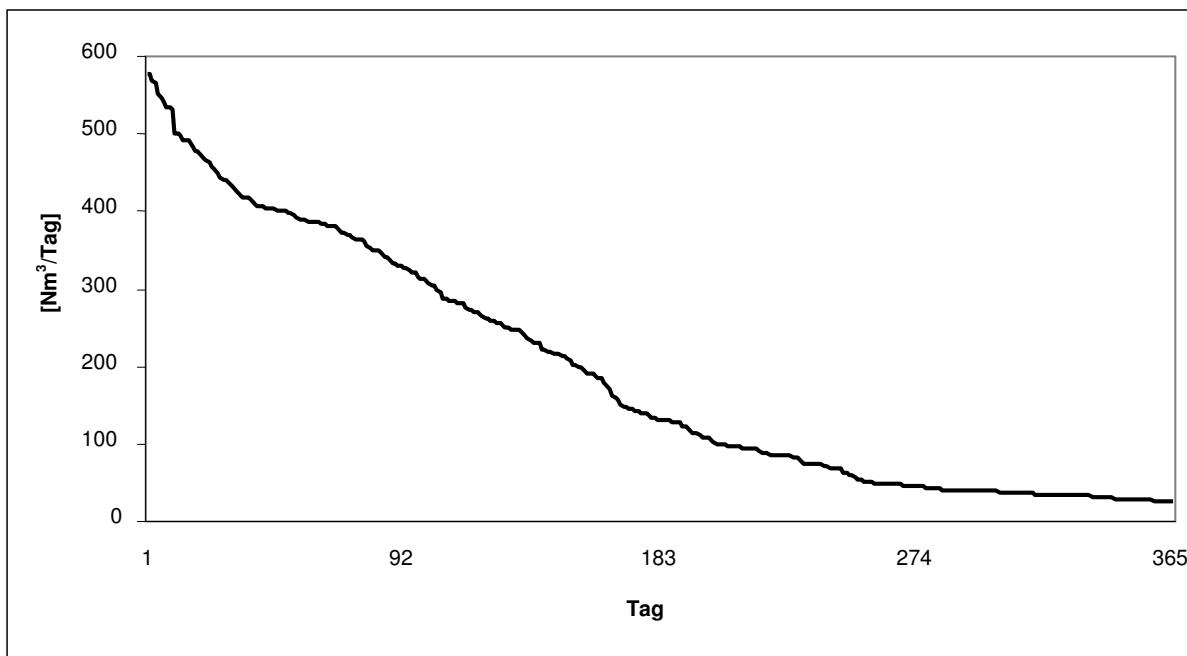


Abbildung 41: Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung II (Tagesverbrauch)

In folgender Tabelle 9 sind der minimale und maximale Verbrauch der Ortsgasversorgung II dargestellt. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt zwischen 15,75 (monatlich) und 23,12 (wöchentlich).

Tabelle 9: Minimaler und maximaler Verbrauch der Ortsgasversorgung II

	Verbrauch [Nm ³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	934	Jänner	14.708	Jänner	15,75
Woche	189	KW4	3.698	KW4	19,57
Tag	25	20.07.2006 22.07.2006 27.07.2006	578	24.01.2006	23,12
Stunde	0	kommt sehr oft in heißen Monaten vor	36	24.01.06 07:00 Uhr	-

Aufgrund des jährlichen Gasverbrauchs von 666 Nm³/Person und einem Gesamtverbrauch der Ortsgasversorgung II von 69.988 Nm³/a kann in diesem Versorgungsgebiet von einer Personenanzahl von rund 106 ausgegangen werden.

Conclusio der Ortsgasversorgungen I und II

Die Lastgänge der Ortsgasversorgungen I und II sind Beispiele für einen temperaturabhängigen Verbrauch. Die Jahreslastgänge nehmen einen parabolischen Verlauf an. In den Sommermonaten Juli und August treten häufig Verbrauchswerte von 0 Nm³ auf.

5.3 Verbraucherstrukturen

Auf Basis ausgewählter Lastprofile wurden nun folgende prototypische Verbraucherstrukturen entwickelt: Das „Ländliche Ortsnetz“ (siehe Kapitel 4.4.1 und 4.4.2) und das „Gewerbegebiet“ (siehe Kapitel 4.4.5. und 4.4.6). Eine Kombination der beiden ergibt die dritte Verbraucherstruktur: Das „Gemischte Gebiet“ (siehe Kapitel 4.4.7 . und 4.4.8).

5.3.1 Ländliches Ortsnetz

Um den Jahreslastgang des ländlichen Ortsnetzes zu ermitteln, wurden zunächst die jeweiligen Werte des (stündlichen) Gasverbrauchs der Ortsgasversorgung I und II sowie der Wohngebäude (siehe Kapitel 5.2.3 bis 5.2.5) addiert. Als Referenzwert für den Mittelwert wurde ein mittlerer Verbrauch von $130 \text{ m}^3/\text{h}$ festgesetzt. Jeder Wert des stündlichen Verbrauchs wurde nun mit dem sich daraus ergebenden Anpassungsfaktor multipliziert. Das Ergebnis, der Jahreslastgang des ländlichen Ortsnetzes mit einem Mittelwert von $130 \text{ m}^3/\text{h}$, ist in Abbildung 42 dargestellt.

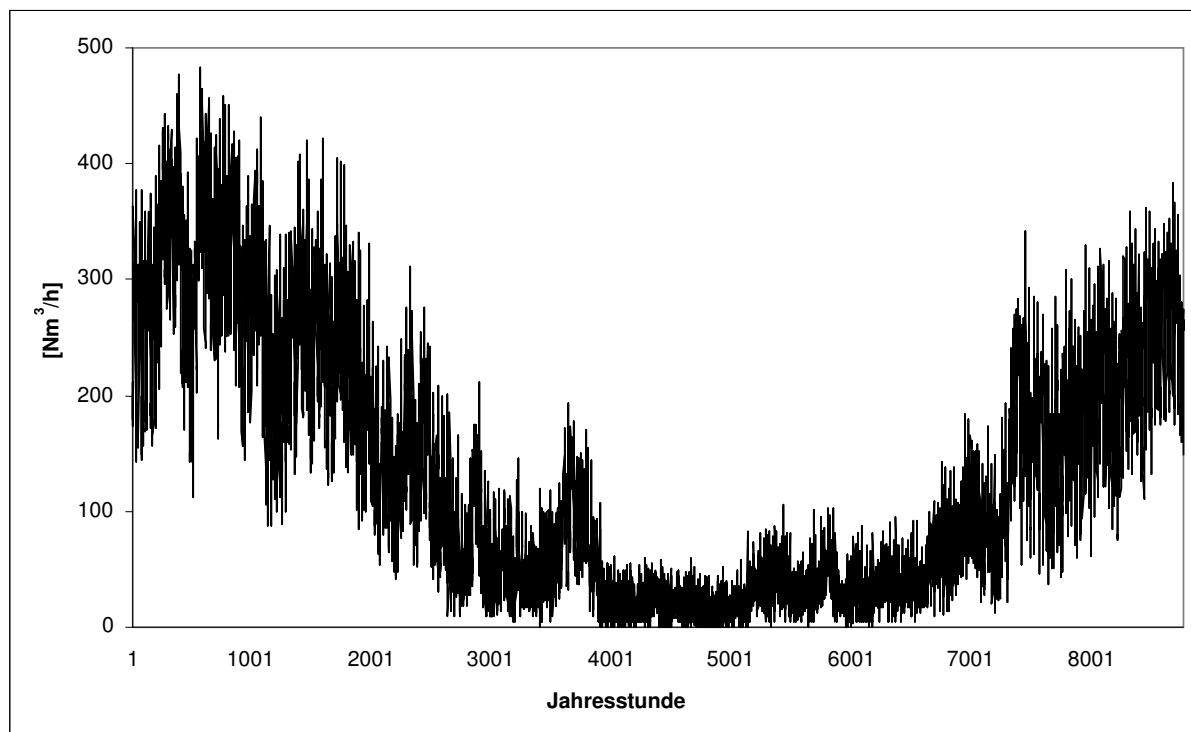


Abbildung 42: Jahreslastgang des prototypischen ländlichen Ortsnetzes mit einem Verbrauchsmittelwert von $130 \text{ m}^3/\text{h}$

5.3.2 Gewerbegebiet

Für die Berechnung des Jahreslastgangs des Gewerbegebietes wurden die (stündlichen) Verbrauchswerte der Wäscherei (siehe Kapitel 5.2.2) und der Bäckerei (siehe Kapitel 5.2.1) addiert. Auch hier wurde als mittlerer Verbrauchs- und Referenzwert $130 \text{ m}^3/\text{h}$ festgesetzt. Aus der Multiplikation der Verbrauchswerte mit dem Anpassungsfaktor ergibt sich der Jahreslastgang des prototypischen Gewerbegebietes mit einem Mittelwert von $130 \text{ m}^3/\text{h}$, wiedergegeben in Abbildung 43.

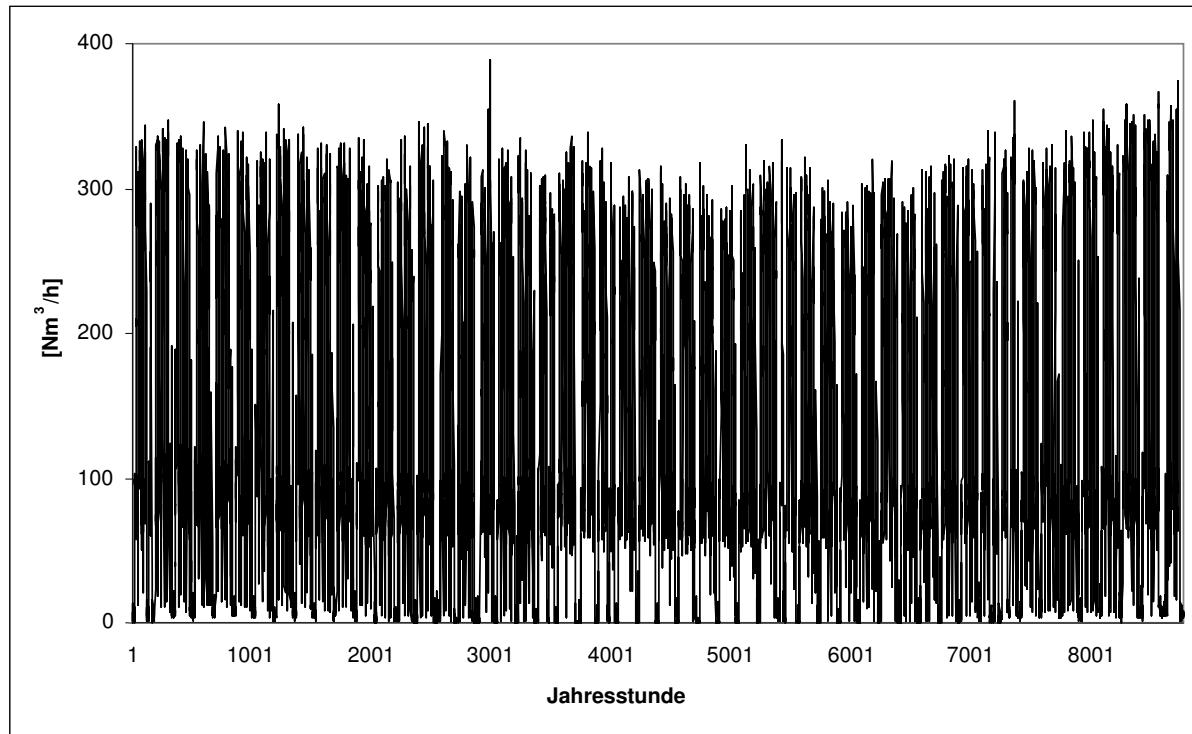


Abbildung 43: Jahreslastgang des prototypischen Gewerbegebietes mit einem Verbrauchsmittelwert von $130 \text{ m}^3/\text{h}$

5.3.3 Gemischtes Gebiet

50 % Haushalte und 50 % Kleingewerbe bilden die Verbraucher des gemischten Gebietes. Zur Berechnung dieser Verbraucherstruktur wurden deshalb die Mittelwerte des „ländlichen Ortsnetzes“ und des „Gewerbegebietes“ verwendet. Der sich daraus ergebende Jahreslastgang des gemischten Gebietes mit einem angepassten Mittelwert von $130 \text{ m}^3/\text{h}$ ist in Abbildung 44 dargestellt.

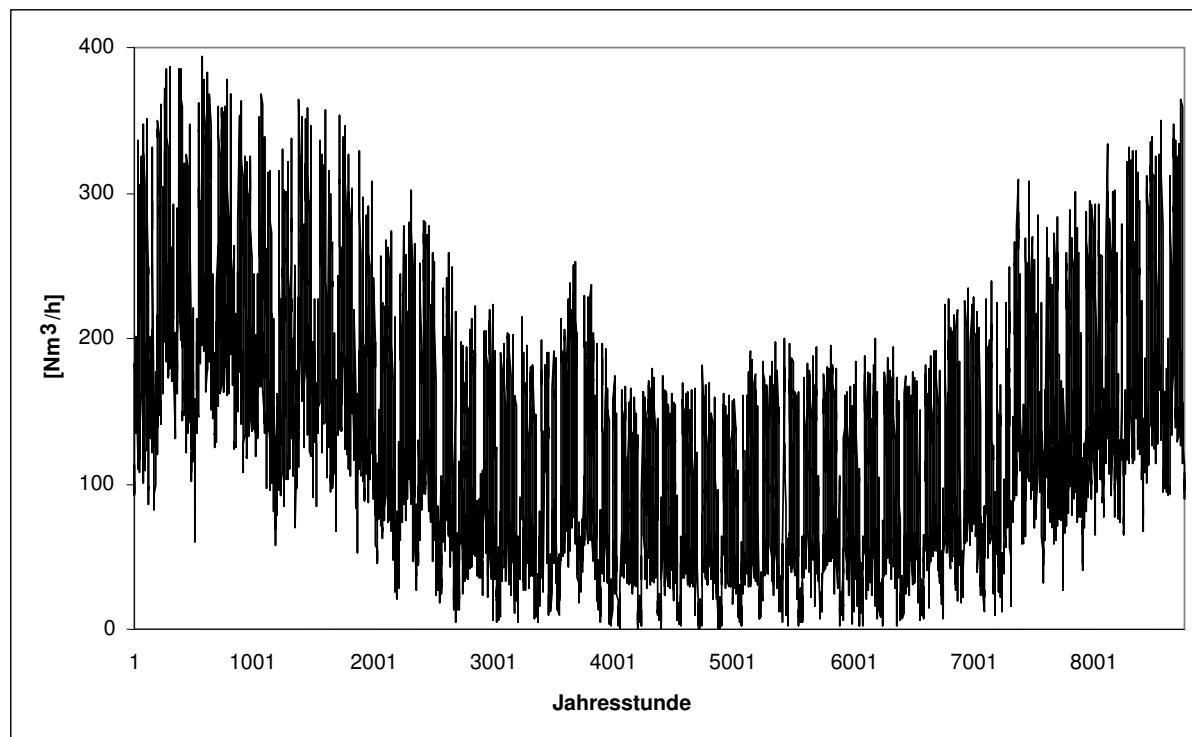


Abbildung 44: Jahreslastgang des prototypischen gemischten Gebietes mit einem Verbrauchsmittelwert von $130 \text{ m}^3/\text{h}$

5.4 Conclusio der Erzeugungs- und Lastprofile

Das Erzeugungsprofil der ausgewählten Biogasanlage zeigt die Bemühungen des Anlagenbetreibers, eine täglich konstante Biogasproduktion zu gewährleisten. Im analysierten Erzeugungsprofil ist jedoch ersichtlich, dass diese konstante Produktion auf Grund technischer Probleme nicht erreicht wurde. Daher ist eine Absicherung der Biogasversorgung über ein Backup-System erforderlich. Das analysierte Erzeugungsprofil liefert grundlegende Inputdaten für das Simulationstool „HEI Micronet“ (vgl. Kapitel 6).

Die Lastprofile der jeweiligen Verbrauchergruppen geben deren unterschiedliches Verbrauchsverhalten wieder. Die Haushalte zeigen einen stark temperaturabhängigen Verbrauch. Der Gasverbrauch der Kleingewerbe hingegen konzentriert sich auf die täglichen Öffnungszeiten der Gewerbe. Die Höhe der Lastspitzen orientiert sich an den Auftragsvolumina der Firmen. Die Gasversorgung von großindustriellen Unternehmen durch ein Biogas-Mikronetz ist aufgrund der benötigten Erdgasmenge als nicht durchführbar einzustufen. Auch der Einsatz von Biogasbrennern ist nur bei einer Gasaufbereitung auf die Erdgasqualität möglich, da die benötigten Temperaturen von rund 1.000 – 1.400 °C aufgrund des geringen Methangehalts in nicht aufbereitetem Biogas nicht erreicht werden können (HARASEK 2007B).

Auf Basis realer Lastprofile wurden drei Verbraucherstrukturen („Ländliches Ortsnetz“, „Gewerbegebiet“, „Gemischtes Gebiet“) entwickelt. Diese prototypischen Verbraucherstrukturen stellen – gemeinsam mit dem Erzeugungsprofil und der Speicherkapazität – die benötigten Inputdaten für das Simulationstool „HEI Micronet“ zur Verfügung.

6 Biogasanlagen- und Speicherdimensionierung

In diesem Kapitel soll, ausgehend von realen Lastgängen bzw. Verbrauchsstrukturen die optimale Größe der Biogasanlage(n) und der Speicher in einem Mikronetz diskutiert werden. Diese Dimensionierungen sind die Grundlage für die spätere Optimierung der Wirtschaftlichkeit des Mikronetzes.

Um eine möglichst hohe Energieeffizienz bzw. auch Wirtschaftlichkeit des Netzes zu erreichen, müssen bei der Anlagen- und Speicherdimensionierung folgende Ziele verfolgt werden:

- Minimierung der Biogasüberschüsse, die nicht verwertet werden können und z.B. abgefackelt werden müssen.
- Minimierung des erforderlichen Zusatzgases aus Backup-Systemen (Erdgas, Flüssigmethan aus Tanks).
- Minimierung der Speicherkapazität bzw. Speicherkosten.

Diese Ziele stehen teilweise in Konkurrenz zueinander. Es gilt, in diesem „Zieldreieck“ (vgl. Abbildung 45) ein wirtschaftliches und energetisches Optimum für das Mikronetz zu finden.

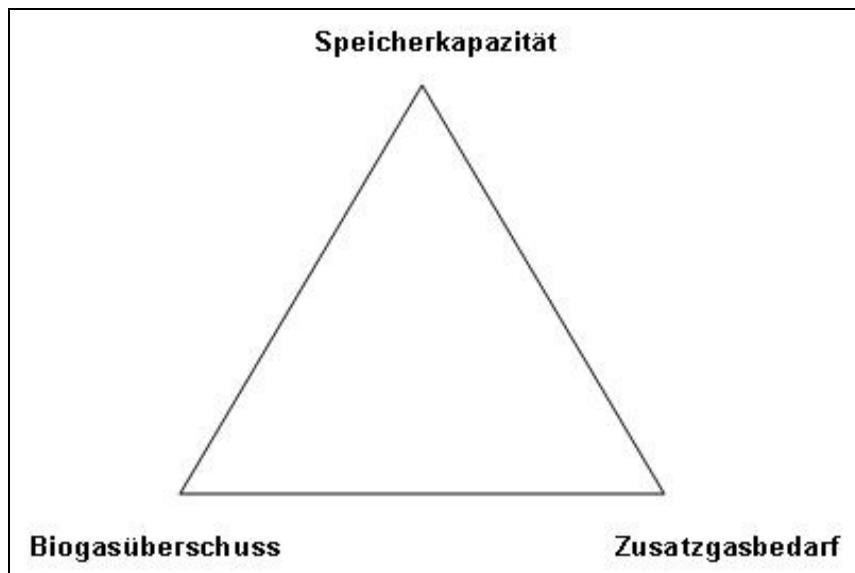


Abbildung 45: Zieldreieck der Anlagen- und Speicherdimensionierung

6.1 Simulationstool „HEI Micronet“

Zur Bestimmung der Biogasüberschüsse, des erforderlichen Zusatzgases und der Speichergröße wurde das Simulationstool „HEI Micronet“ entwickelt.

Dieses Simulationstool wird mit folgenden Inputdaten gespeist:

- Jahreslastgang im Netz (Verbrauchsstruktur) auf Stundenbasis,
- Biogasproduktion der Biogasanlage(n), dargestellt durch Stundenmittelwert und Schwankungsbreite,
- Speicherkapazität (m^3 Erdgasäquivalent).

Das Simulationstool liefert folgende Outputdaten:

- Jahresmenge und Jahresgang des Biogasüberschusses,
- Jahresmenge und Jahresgang des erforderlichen Zusatzgases,
- Jahresmenge Speicherentnahme (Speicherumschlag),
- Biogener Deckungsgrad.

6.2 Inputdaten

6.2.1 Jahreslastgang, Verbraucherstrukturen

Im Rahmen des Projekts wurden unterschiedliche prototypische Biogas-Mikronetze definiert (siehe Kapitel 4.4), die sich hinsichtlich Verbraucherstruktur und Backup-Lösungen (Erdgas, Flüssigmethan) unterscheiden.

Es wurden in Kapitel 5 drei prototypische Verbraucherstrukturen definiert:

- „Ländliches Ortsnetz“,
- „Gewerbegebiet“ und
- „Gemischtes Gebiet“ (50 % Haushalte, 50 % Kleingewerbe).

Für die Simulation „Ländliches Ortsnetz“ wurde die Summe der realen Lastgänge Ortsgasversorgung I, Ortsgasversorgung II und Wohngebäude (siehe Kapitel 5.2.3 bis 5.2.5) verwendet. Dieser Jahreslastgang hat einen Stundenmittelwert von $m_{\text{Verbrauch}} = 130 m^3/h$ und eine starke saisonale Schwankung.

Für die Simulation „Gewerbegebiet“ wurden die summierten Verbrauchswerte einer Wäscherei und einer Bäckerei definiert (vgl. Kapitel 5). Dieser Jahreslastgang hat einen Stundenmittelwert von $m_{\text{Verbrauch}} = 130 m^3/h$ und eine geringe saisonale Schwankung.

Für die Simulation „Gemischtes Gebiet“ wurden die Summenwerte aus dem „Ländlichen Ortsnetz“ und dem „Gewerbegebiet“ verwendet. Es ergibt sich somit ein Stundenmittelwert von $m_{\text{Verbrauch}} = 130 m^3/h$ und eine mäßige saisonale Schwankung.

6.2.2 Biogasproduktion

Die betrachteten prototypischen Biogas-Mikronetze werden von einer oder mehreren Biogasanlagen versorgt. Beim Jahreserzeugungsgang der Biogasanlage(n) wurde eine Produktionsschwankung von maximal $\pm 10\%$ um den Stundenmittelwert der Biogaserzeugung angenommen.

Für unterschiedliche Biogasanlagengrößen im Netz ergeben sich die in Tabelle 10 angeführten Stundenmittelwerte (Erdgasäquivalent) bzw. Schwankungen der stündlichen Produktionsmenge.

Tabelle 10: Stundenmittelwerte und Schwankung der Produktionsmenge des Erzeugungsprofils von Biogasanlagen

Anzahl, Größe Biogasanlage(n) im Vergleich zu Verstromung	Stunden-mittelwert Erzeugung [m^3/h] Erdgasäquivalent	Schwankung der stündlichen Produktionsmenge ($\pm 10\%$) [m^3/h]
1 x 125 kW _{el}	32,5	29,2 bis 35,8
1 x 250 kW _{el}	65	58,5 bis 71,5
1 x 500 kW _{el}	130	117 bis 143
50 kW _{el} und 1 x 500 kW _{el}	195	175,5 bis 214,5
2 x 500 kW _{el}	260	234 bis 286

Für den Stundenmittelwert wurde nicht der theoretische Biogas-Output einer Biogasanlage herangezogen, sondern die reale, durchschnittliche Biogasproduktivität am Beispiel der RWP-Biogasanlage (siehe Kapitel 5.1.1). Die Biogasproduktion dieser Anlage beträgt im täglichen Durchschnitt 248 m³/h bei einem Methangehalt von ca. 52 %, was etwa 130 m³/h Erdgasäquivalent entspricht.

6.2.3 Speicherkapazität

Es wird die verfügbare und technisch umsetzbare Speicherkapazität in Kubikmeter Erdgasäquivalent angegeben. Zu beachten ist, dass je nach Methangehalt die reale Speicherkapazität des Speichers entsprechend angepasst werden muss.

Ein Speicher mit einer Kapazität von rund 2.000 m³ Erdgasäquivalent muss bei einem Methangehalt des Biogases von z.B. 52 % ein reales nutzbares Speichervolumen von rund 4.000 m³ besitzen.

6.2.4 Biogenes Deckungspotenzial

Bei den Simulationen wurde von drei sehr unterschiedlichen Versorgungssituationen mit unterschiedlichem biogenem Deckungspotenzial ausgegangen. Das biogene Deckungs-

potenzial beschreibt das Verhältnis von Biogasproduktion zum Gesamtgasverbrauch im Mikronetz, definiert über das Verhältnis des jährlichen Stundenmittelwerts der Biogasanlage(n) $m_{\text{Biogaserzeugung}}$ (m^3/h) und des Verbrauchs im Netz $m_{\text{Verbrauch}}$ (m^3/h).

Diese drei Versorgungssituationen sind:

Hohes biogenes Deckungspotenzial $m_{\text{Biogaserzeugung}} > m_{\text{Verbrauch}}$ Gl. 1

Mittleres biogenes Deckungspotenzial $m_{\text{Biogaserzeugung}} = m_{\text{Verbrauch}}$ Gl. 2

Geringes biogenes Deckungspotenzial $m_{\text{Biogaserzeugung}} < m_{\text{Verbrauch}}$ Gl. 3

Folgende Abbildung 46 stellt diese drei Versorgungssituationen des theoretischen Jahreslastgangs graphisch dar.

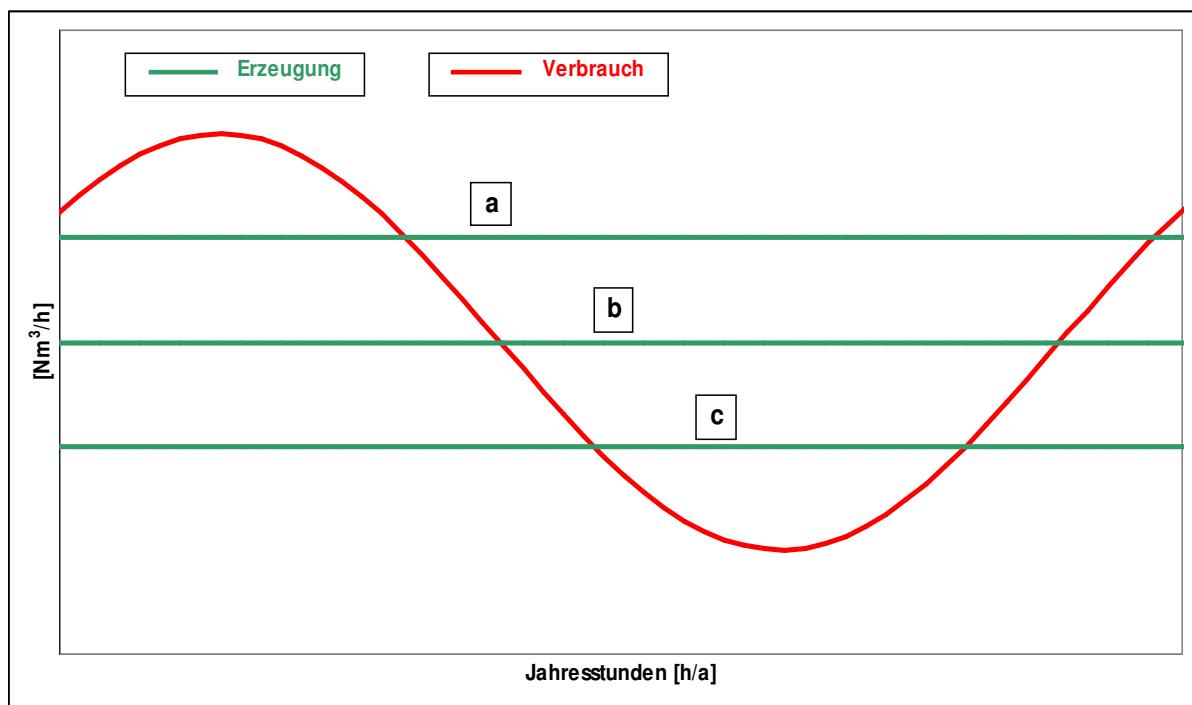


Abbildung 46: Unterschiedliche Versorgungssituationen in Mikronetzen: a) hohes, b) mittleres und c) geringes biogenes Deckungspotenzial

Das biogene Deckungspotenzial sagt jedoch noch nichts über den tatsächlichen biogenen Deckungsgrad im Netz aus. Der biogene Deckungsgrad beschreibt den tatsächlichen Anteil des Biogasverbrauchs $m_{\text{Biogasverbrauch}}$ am Gesamtverbrauch $m_{\text{Verbrauch}}$ im Netz.

Der Biogasverbrauch $m_{\text{Biogasverbrauch}}$ setzt sich wiederum zusammen aus dem Biogas, das direkt von der Erzeugungsanlage in das Netz eingespeist wird, und aus dem Biogas, das von einem Speicher entnommen wird. Es gilt daher:

$$m_{\text{Biogasverbrauch}} = m_{\text{Biogasdirektverbrauch}} + m_{\text{Biogasspeicher}} \quad \text{Gl. 4}$$

Die mittlere jährlich aus dem Speicher entnommene Biogasmenge wurde mit dem mittleren jährlichen in den Speicher eingetragenen Biogas aus Vereinfachungsgründen gleichgesetzt.

$$m_{\text{Biogasspeicher}} \approx m_{\text{Speicherentnahme}} \approx m_{\text{Speichereintrag}} \quad \text{Gl. 5}$$

Weiters gilt:

$$m_{\text{Biogaserzeugung}} = m_{\text{Biogasdirektverbrauch}} + m_{\text{Biogasspeicher}} + m_{\text{Biogasüberschuss}} \quad \text{Gl. 6}$$

Das dargestellte Schema des Energieflussbildes in Abbildung 47 teilt das erzeugte Biogas in die folgenden drei Biogasströme auf:

- Biogasdirektverbrauch,
- Biogasspeicher und
- Biogasüberschuss.

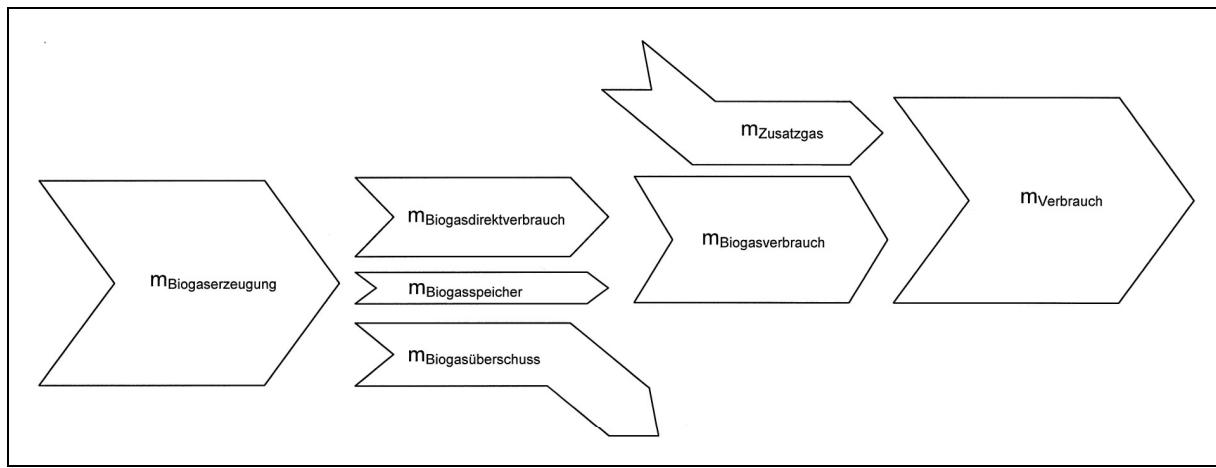


Abbildung 47: Energieflussbild im Biogas-Mikronetz

Wie weit das biogene Deckungspotenzial tatsächlich für die biogene Deckung des Gasverbrauchs genutzt wird, hängt entscheidend vom Lastgang im Netz bzw. dem Lastmanagement (verfügbare Speicherkapazität oder Verbraucherseitiges Lastmanagement) ab. Die Differenz zwischen der Produktion der Biogasanlagen $m_{\text{Biogaserzeugung}}$ und dem tatsächlichen Biogasverbrauch $m_{\text{Biogasverbrauch}}$ im Netz ist der biogene Gasüberschuss $m_{\text{Biogasüberschuss}}$, der abgefackelt oder alternativ verwertet werden muss (z.B. Verstromung mittels BHKW).

Für den tatsächlichen biogenen Deckungsgrad definieren wir:

Hoher biogener Deckungsgrad:

$$m_{\text{Biogasverbrauch}} \geq 0,9 m_{\text{Verbrauch}} \quad \text{Gl. 7}$$

Mittlerer biogener Deckungsgrad:

$$0,25 m_{\text{Verbrauch}} < m_{\text{Biogasverbrauch}} < 0,9 m_{\text{Verbrauch}} \quad \text{Gl. 8}$$

Geringer biogener Deckungsgrad:

$$m_{\text{Biogasverbrauch}} \leq 0,25 m_{\text{Verbrauch}} \quad \text{Gl. 9}$$

Ein hoher biogener Deckungsgrad ist gegeben, wenn die Versorgung aller Verbraucher im Jahr mindestens zu 90 % aus Biogas gedeckt wird. Ein geringer biogener Deckungsgrad herrscht vor, wenn der biogene Deckungsgrad kleiner gleich 25 % ist.

6.3 Schema des Simulationstools

Zur Berechnung des biogenen Deckungsgrades, des Biogasüberschusses, der erforderlichen Zusatzgasmengen und der Speicherentnahme wurde das Simulationstool „HEI Micronet“ auf Basis Microsoft Excel entwickelt, dessen Funktionsschema Abbildung 48 wiedergibt.

Jahreslastgang, Jahreserzeugungsprofil und Speicherkapazität des Mikronetzes sind dabei die wesentlichen Datengrundlagen des zu berechnenden Mikronetzes.

Die Differenz zwischen Biogaserzeugung und Verbrauch muss jederzeit über Speicher, Fackel oder Zusatzgas ausgeglichen werden. Ist die Erzeugung in einer Stunde größer als der Verbrauch, wird erst der Speicher gefüllt. Ist der Speicher voll, fällt überschüssiges Biogas an, das alternativ verwertet wird.

Ist der Verbrauch größer als die Erzeugung, kommt es erst zur Gasentnahme aus dem Speicher. Ist der Speicher leer, wird Zusatzgas ins Mikronetz eingespeist.

Das Simulationstool berechnet die stündliche Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch, das erforderliche Lastmanagement und die anfallenden Gasüberschüsse bzw. Zusatzgas-einspeisungen.

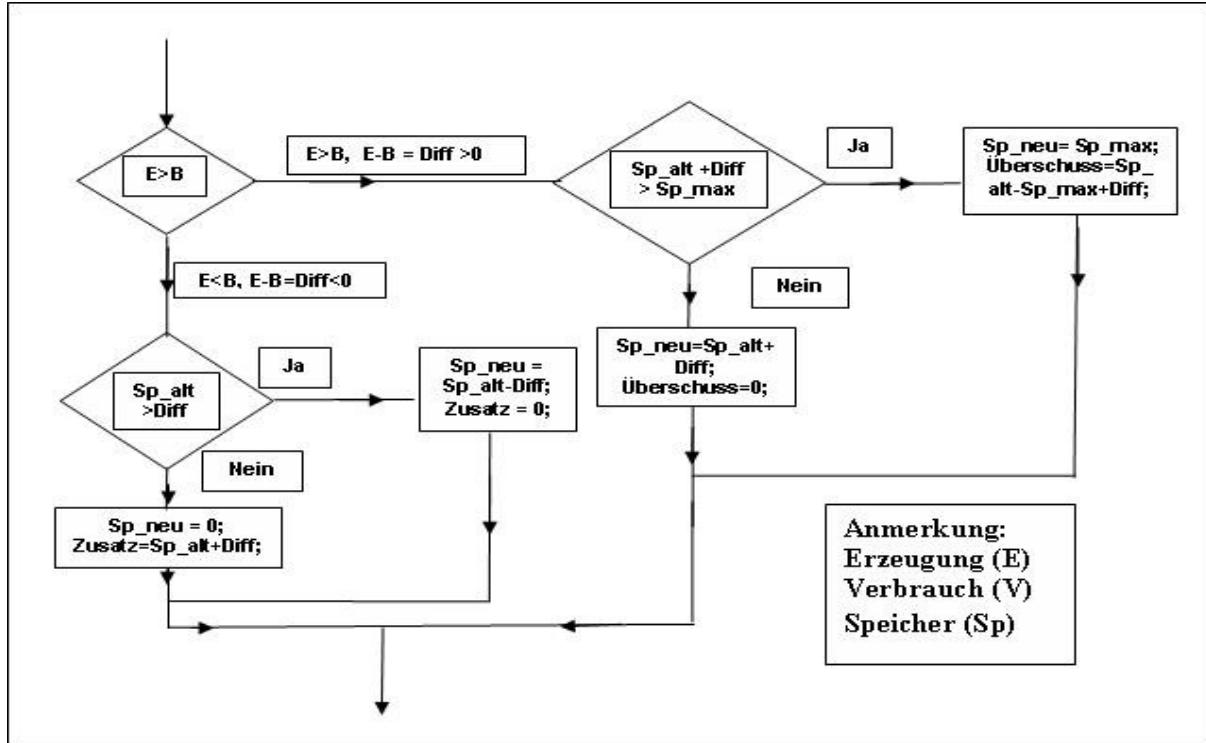


Abbildung 48: Schema des Simulationstools „HEI Micronet“

6.4 Simulationen

Für die drei definierten Mikronetze („Ländliches Ortsnetz“, „Gewerbegebiet“ und „Gemischtes Gebiet“) wurden jeweils drei Versorgungssituationen (hohes, mittleres und niedriges biogenes Deckungspotenzial) simuliert.

Zur Simulation des unterschiedlichen biogenen Deckungspotentials wurde die Größe der Biogasanlagen bzw. die Biogaserzeugung entsprechend angepasst.

6.4.1 Mikronetze Typ 1a und 1b „Ländliches Ortsnetz“

Das Mikronetz „Ländliches Ortsnetz“ weist einen Stundenmittelwert des Gasverbrauchs von $m_{\text{Verbrauch}} = 130 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Erdgasäquivalent und eine starke saisonale Schwankung auf (vgl. Kapitel 5.3.1).

Zur Simulation der drei unterschiedlichen Versorgungssituationen wurden folgende Annahmen getroffen:

Hohes biogenes Deckungspotenzial: $m_{\text{Biogaserzeugung}} = 260 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (entspr. $2 \times 500 \text{ kW}_{\text{el}}$)

Mittleres biogenes Deckungspotenzial: $m_{\text{Biogaserzeugung}} = 130 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (entspr. $500 \text{ kW}_{\text{el}}$)

Geringes biogenes Deckungspotenzial: $m_{\text{Biogaserzeugung}} = 32,5 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (entspr. $125 \text{ kW}_{\text{el}}$)

Das Backup-System für Zusatzgas für das Mikronetz Typ 1a „Ländliches Ortsnetz ohne Erdgasanschluss“ besteht aus Flüssigmethantanks. Jenes vom Mikronetz Typ 1b „Ländliches Ortsnetz mit Erdgasanschluss“ ist mit einem Anschluss an das Erdgasnetz sichergestellt. Dies wurde ausführlich beschrieben in den Kapiteln 4.4.1 und 4.4.2.

6.4.1.1 Hohes biogenes Deckungspotenzial

Abbildung 49 stellt den Jahreslastgang und das durch das Simulationsprogramm „HEI Micronet“ berechnete Erzeugungsprofil der Biogasanlagen für die Versorgungssituation „hohes biogenes Deckungspotenzial“ bei den Mikronetzen Typ 1a und 1b dar.

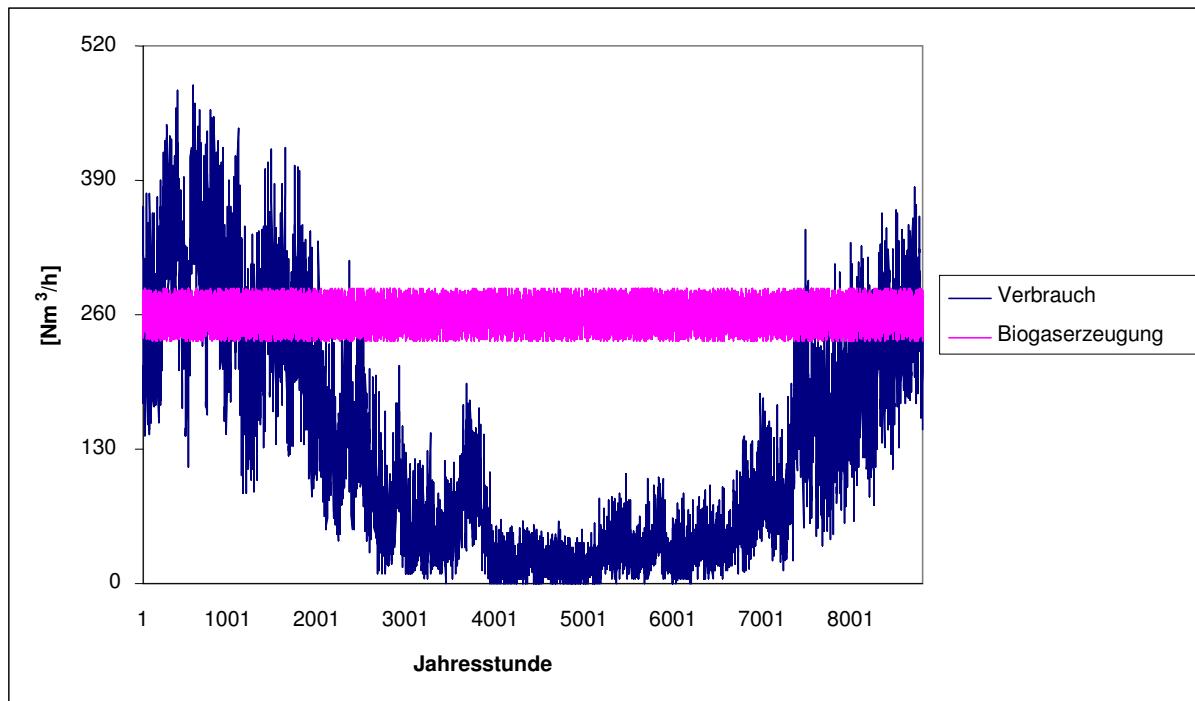


Abbildung 49: Jahreslastgang des Mikronetzes „Ländliches Ortsnetz“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei hohem biogenen Deckungspotenzial

Das hohe biogene Deckungspotenzial führt dazu, dass die Versorgung der Verbraucher über große Zeiträume durch die Biogasanlage sichergestellt ist. Zusatzgas aus dem Backup-System wird nur in den Wintermonaten und bei Störungsfällen benötigt.

Der Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases ist in Abbildung 50 dargestellt.

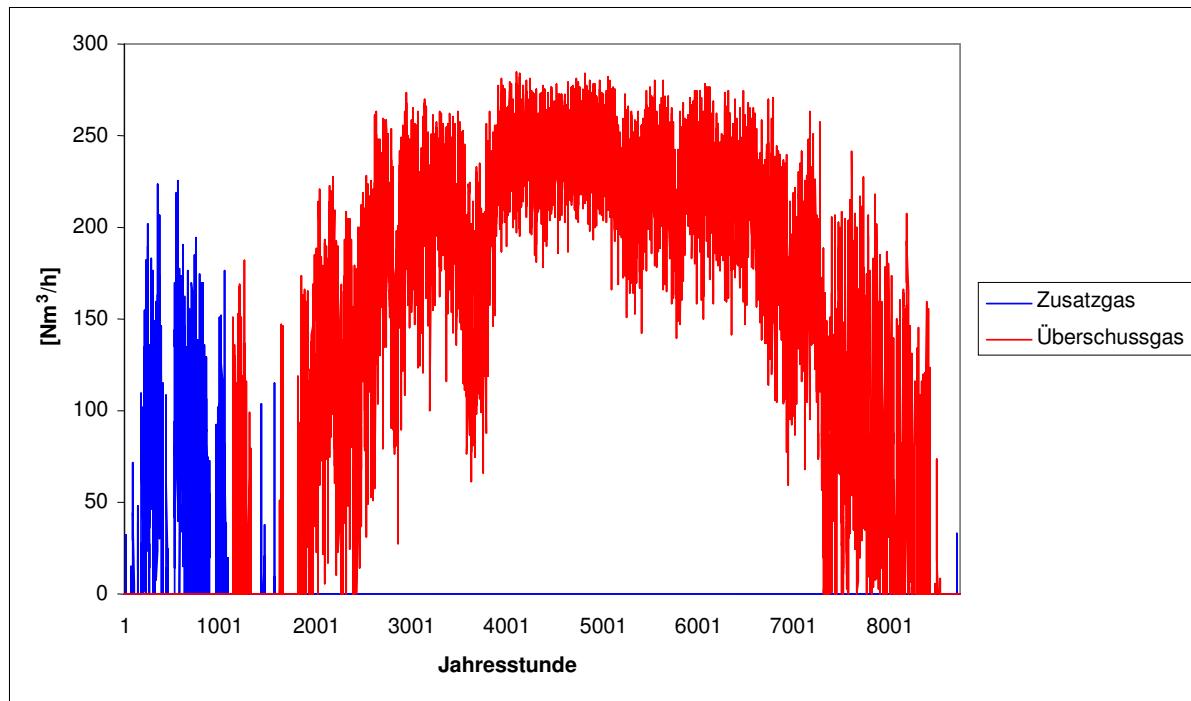


Abbildung 50: Jahresgang des Biogasüberschlusses und des Zusatzgases des „Ländlichen Ortsnetzes“ bei hohem biogenem Deckungspotenzial

Abbildung 51 stellt den Jahresgang der Speicherentnahme für einen Speicher mit einer maximalen Kapazität von rund 2.000 m^3 dar. Für eine Speicherkapazität von 2.000 m^3 Erdgasäquivalent liefert die Simulation die in Tabelle 11 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 11: Simulationsergebnisse „Ländliches Ortsnetz“ mit hohem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 2.000 m³

Parameter	jährl. Menge [m ³ /a]	Stundenmittel- wert [m ³ /h]	Verhältnis zum Gesamtverbrauch [%]
Gesamtverbrauch $m_{\text{Verbrauch}}$	1.138.800	130	100
Biogaserzeugung $m_{\text{Biogaserzeugung}}$	2.277.699	260,09	200
Biogasüberschuss $m_{\text{Biogasüberschuss}}$	1.188.786	135,71	104,4
Zusatzgasbedarf $m_{\text{Zusatzgas}}$	51.052	5,83	4,5
Speicherentnahme $m_{\text{Biogasspeicher}}$	35.803	4,09	3,1
Biogasdirektverbrauch $m_{\text{Biogasdirektverbrauch}}$	1.053.109	120,22	92,5

Wie die Simulationsergebnisse zeigen, kann trotz hohem biogenen Deckungspotenzials nur ein biogener Deckungsgrad von 95,6 % erreicht werden. Dies ist in erster Linie auf den starken Lastgang im Netz zurückzuführen.

Die prozentuelle Veränderung des biogenen Deckungsgrades in Abhängigkeit von der Speichergröße ist in Abbildung 52 dargestellt. Eine Vergrößerung des Speichervolumens von 100 m³ auf 2.000 m³ führt lediglich zur Verringerung des Biogasüberschusses von 1,21 Mio. m³ (106,5 %) auf 1,18 Mio. m³ (104,4 %) des Gesamtverbrauchs. Die Überschussmenge reduziert sich dabei um 23.672 m³ pro Jahr.

Eine Vergrößerung des Speichers von bis zu 1.000 m³ erhöht den biogenen Deckungsgrad um 2,97 %, wodurch die benötigte Menge an Zusatzgas in der kalten Jahreszeit entsprechend geringer wird. Ein größerer Speicher stellt eine höhere Versorgungssicherheit des Netzes während der Übergangszeiten und der warmen Monate dar.

Die Versorgungssicherheit im Falle eines mehrtägigen Ausfalls der Biogasanlage könnte auch mit einem entsprechend groß dimensionierten Gasspeicher gewährleistet werden. Damit könnte theoretisch auf Flüssigmethantanks oder den Anschluss an das Erdgasnetz verzichtet werden. Die enorme Menge an Überschussgas über das gesamte Jahr (in den Übergangszeiten und in den warmen Monaten) macht eine innovative Verwertung des Biogasüberschusses interessant (vgl. Kapitel 11).

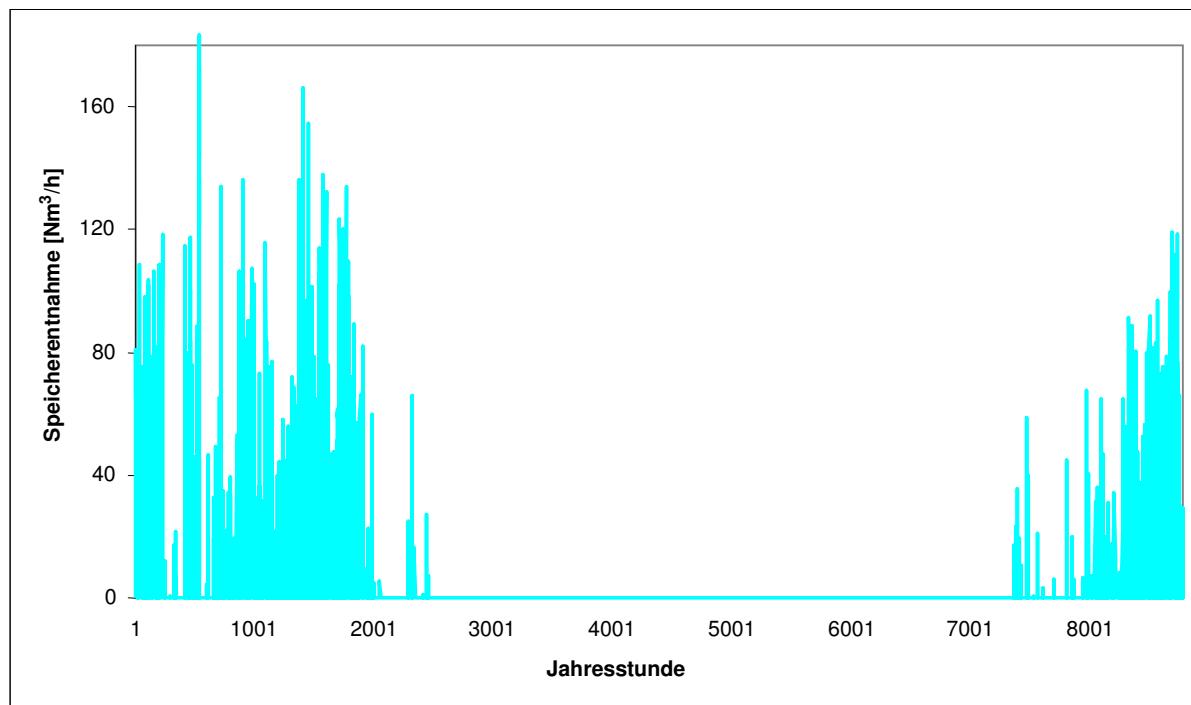


Abbildung 51: Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 1a und 1b bei hohem biogenem Deckungspotenzial

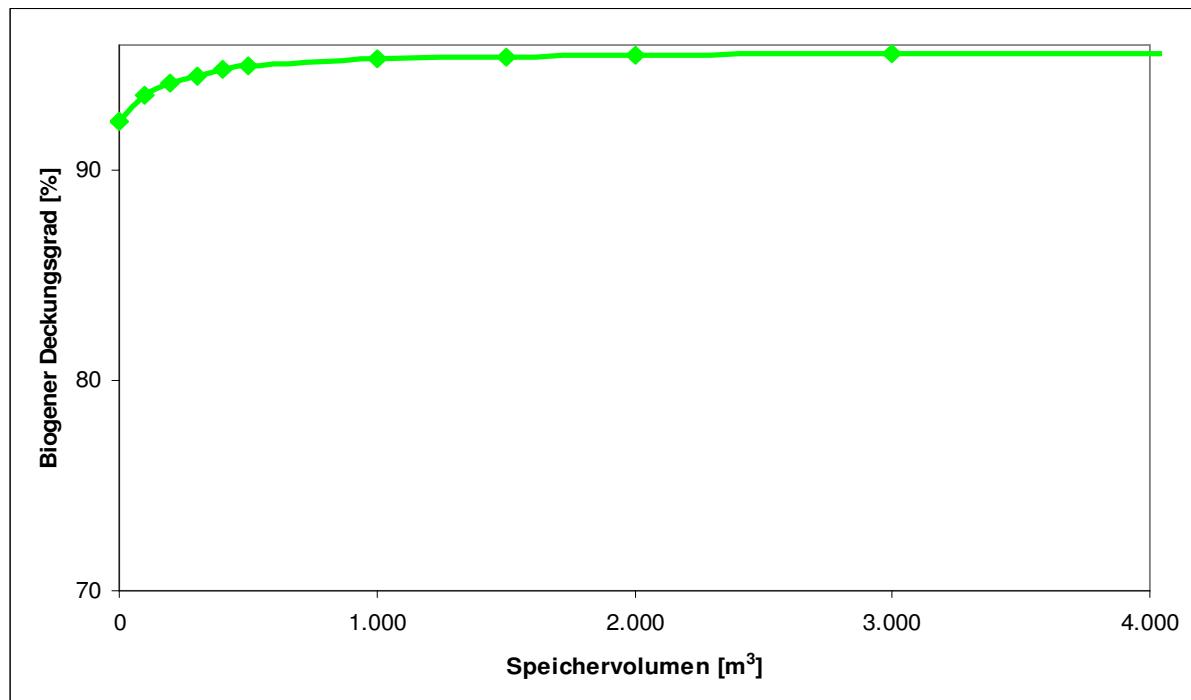


Abbildung 52: Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 1a und 1b bei hohem biogenem Deckungspotenzial

6.4.1.2 Mittleres biogenes Deckungspotenzial

Der Jahreslastgang und das berechnete Erzeugungsprofil der Biogasanlage für die Versorgungsvariante „mittleres biogenes Deckungspotenzial“ wird in Abbildung 53 dargestellt.

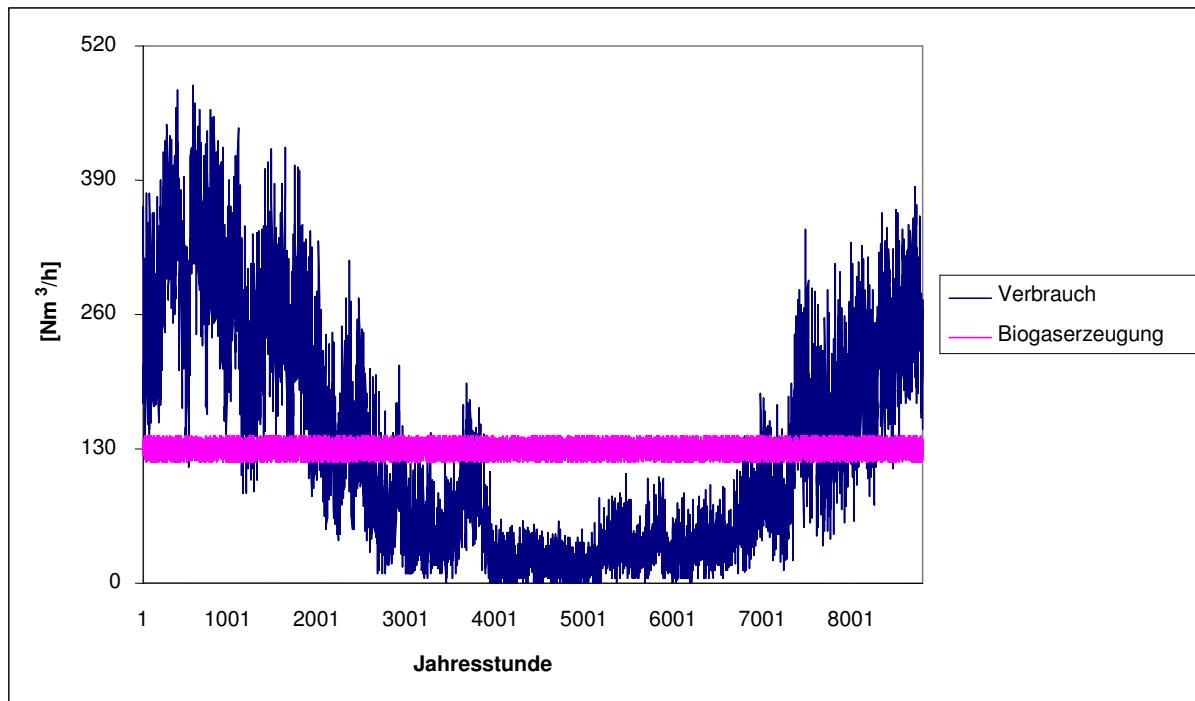


Abbildung 53: Jahreslastgang des Mikronetzes „Ländliches Ortsnetz“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

Das mittlere biogene Deckungspotenzial beschreibt ein hohes biogenes Deckungspotenzial über die warmen Monaten bzw. ein geringes biogenes Deckungspotenzial in den kalten Monaten des Jahres.

Das Zusatzgas aus dem Backup-System wird vorwiegend in den Wintermonaten und eventuell auch während der Übergangszeiten benötigt. Die Versorgung des Netzes in Störfällen ist durch das Backup-System sichergestellt.

Der Jahreslastgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases ist in Abbildung 54 dargestellt.

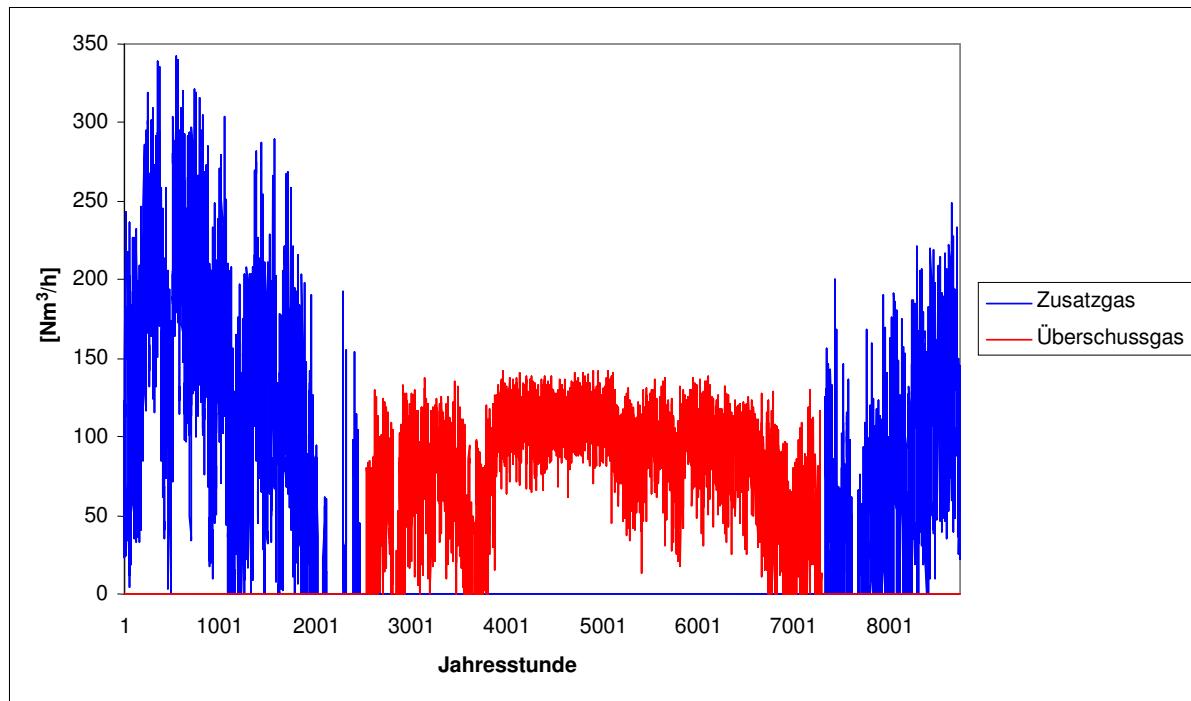


Abbildung 54: Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Ländlichen Ortsnetzes“ bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

Der Jahreslastgang der Speicherentnahme für einen Speicher mit einem maximalen Volumen von 2.000 m³ Erdgasäquivalent ist in Abbildung 55 dargestellt.

Für ein Speichervolumen von 2.000 m³ Erdgasäquivalent liefert die Simulation die in Tabelle 12 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 12: Simulationsergebnisse „Ländliches Ortsnetz“ mit mittlerem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 2.000 m³

Parameter	jährl. Menge [m ³ /a]	Stundenmittelwert [m ³ /h]	Verhältnis zum Gesamtverbrauch [%]
Gesamtverbrauch m _{Verbrauch}	1.138.800	130	100
Biogaserzeugung m _{Biogaserzeugung}	1.138.780	130,03	100
Biogasüberschuss m _{Biogasüberschuss}	398.540	45,68	35,1
Zusatzgasbedarf m _{Zusatztgas}	400.192	45,68	35,1
Speicherentnahme m _{Biogasspeicher}	19.416	2,22	1,71
Biogasdirektverbrauch m _{Biogasdirektverbrauch}	719.191	82,10	63,2

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass bei einer Speicherkapazität von 2.000 m³ ein biogener Deckungsgrad von rund 65 % erreicht werden kann.

Die prozentuellen Schwankungen des biogenen Deckungsgrades in Abhängigkeit von der Speichergröße ist in Abbildung 56 dargestellt. Eine Vergrößerung des Speichervolumens von 0 m³ auf 4.000 m³ führt zu einer geringfügigen Veränderung des Biogasüberschusses von 419.162 m³ (36,81 % des Gesamtverbrauchs) auf 398.540 m³ (35 % des Gesamtverbrauchs). Die Überschussmenge reduziert sich um 20.622 m³ pro Jahr und der biogene Deckungsgrad erhöht sich um 1,82 %.

Das Entnehmen von Biogas aus dem Speicher findet hauptsächlich in den Übergangszeiten statt. Daher liegt die Speicherentnahme trotz der Speichervergrößerung unter der Erwartung. Ein größerer Speicher stellt somit eine höhere Versorgungssicherheit des Netzes während der Übergangszeiten und der warmen Monate dar.

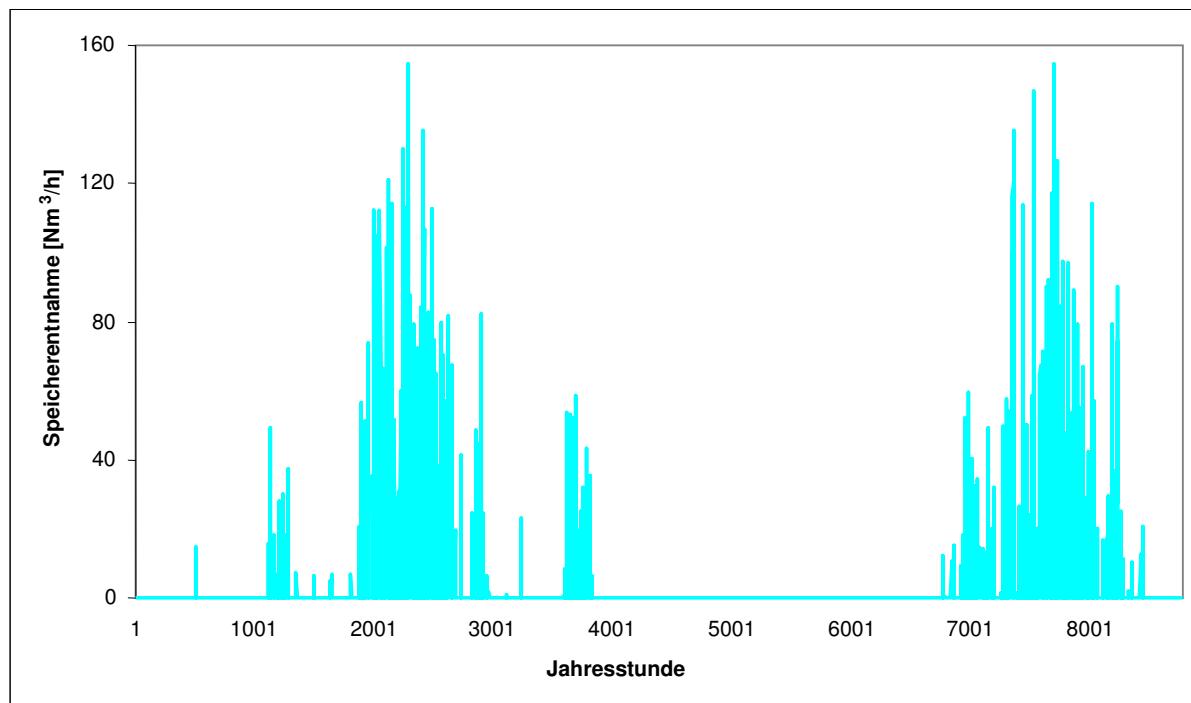


Abbildung 55: Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 1a und 1b bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

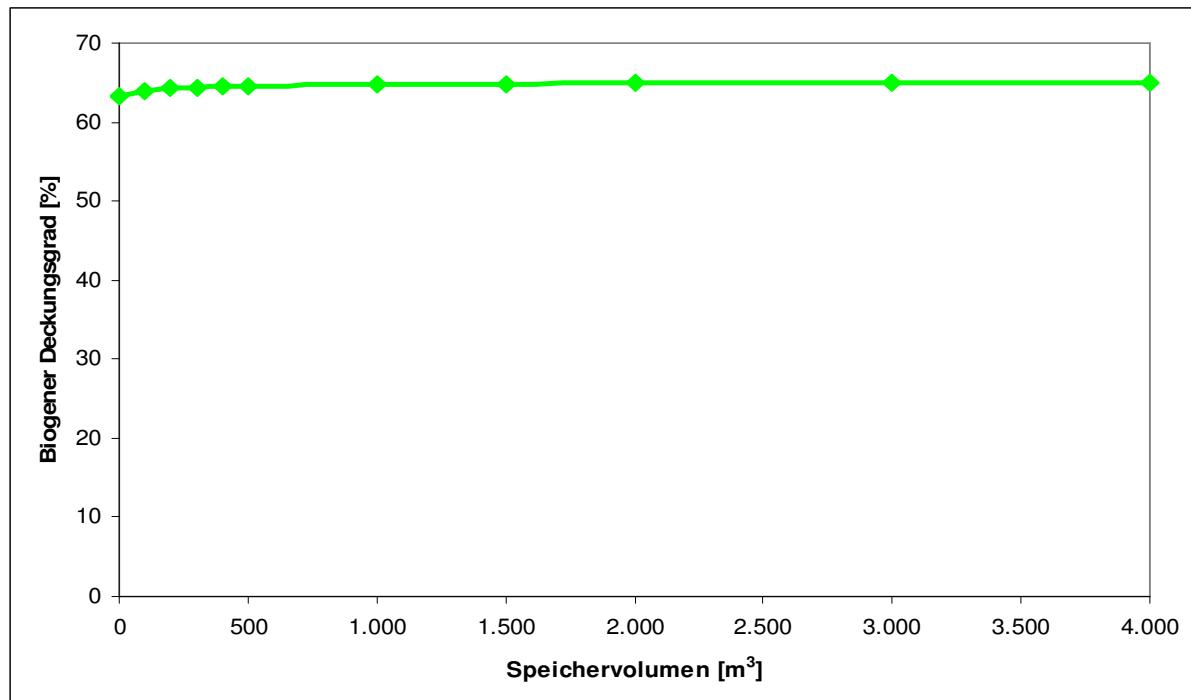


Abbildung 56: Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 1a und 1b bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

6.4.1.3 Geringes biogenes Deckungspotenzial

Abbildung 57 stellt den Jahreslastgang und das durch das Simulationsprogramm „HEI Micronet“ berechnete Erzeugungsprofil der Biogasanlage für die Versorgungssituation „geringes biogenes Deckungspotenzial“ dar.

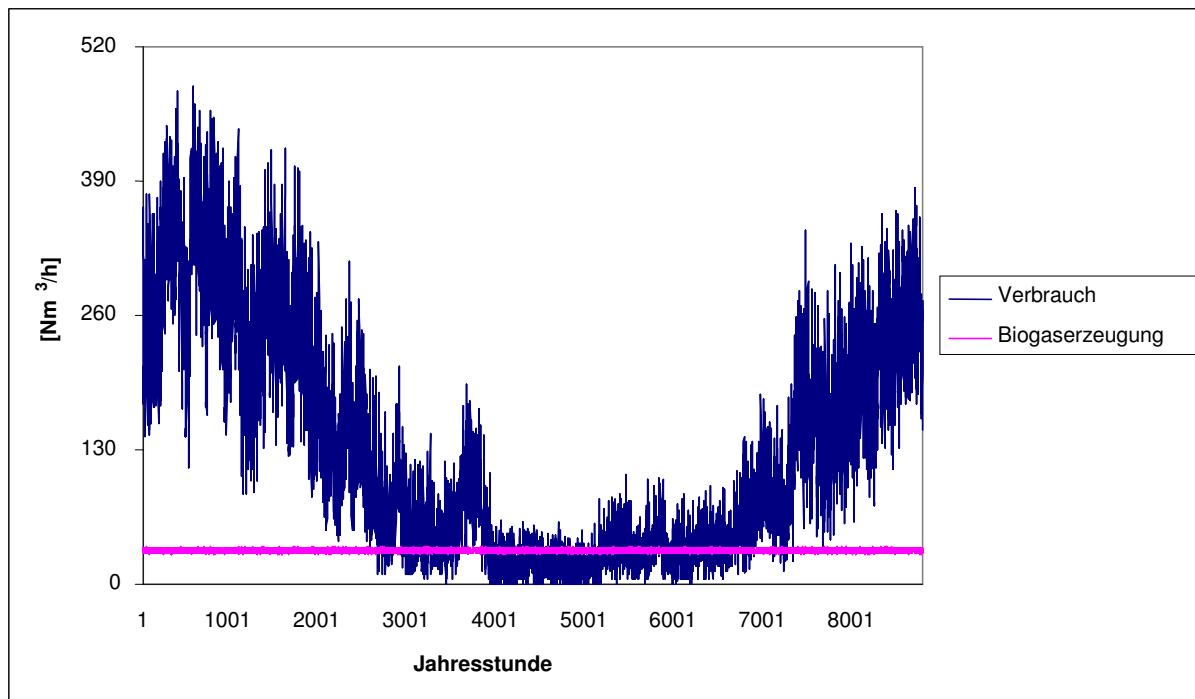


Abbildung 57: Jahreslastgang des Mikronetzes „Ländliches Ortsnetz“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei geringem biogenem Deckungspotenzial

Das geringe biogene Deckungspotenzial führt dazu, dass die Versorgung der Verbraucher über große Zeitintervalle allein durch die Biogasanlage nicht gegeben ist. Das Zusatzgas wird das gesamte Jahr über eingesetzt, außer in den Sommermonaten aufgrund des Verbrauchsrückgangs.

Der Jahreslastgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases ist in Abbildung 58 dargestellt.

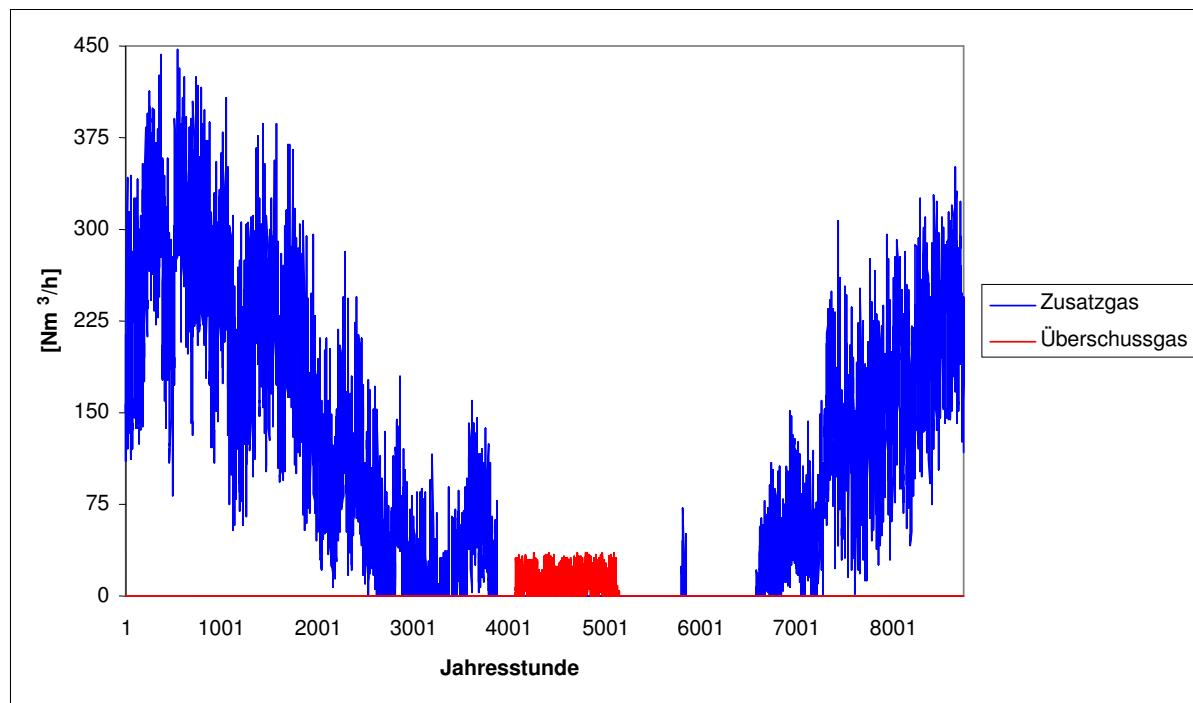


Abbildung 58: Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Ländlichen Ortsnetzes“ bei geringem biogenem Deckungspotenzial

Abbildung 59 stellt den Jahresgang der Speicherentnahme für einen Speicher mit einer maximalen Kapazität von 2.000 m^3 Erdgasäquivalent dar. Für eine Speicherkapazität von 2.000 m^3 Erdgasäquivalent liefert die Simulation die in Tabelle 13 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 13: Simulationsergebnisse „Ländliches Ortsnetz“ mit geringem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 2.000 m³

Parameter	jährl. Menge [m ³ /a]	Stundenmittelwert [m ³ /h]	Verhältnis zum Gesamtverbrauch [%]
Gesamtverbrauch m _{Verbrauch}	1.138.800	130	100
Biogaserzeugung m _{Biogaserzeugung}	284.753	32,46	25
Biogasüberschuss m _{Biogasüberschuss}	18.201	1,69	1,6
Zusatzgasbedarf m _{Zusatztgas}	868.813	99,18	76,3
Speicherentnahme m _{Biogasspeicher}	15.978	1,82	1,4
Biogasdirektverbrauch m _{Biogasdirektverbrauch}	254.009	29,00	22,3

In diesem Fall wird ein biogener Deckungsgrad von nur 25 % erreicht. Biogasüberschuss und Speicherentnahme sind sehr gering.

Die prozentuelle Veränderung des biogenen Deckungsgrades in Abhängigkeit von der Speicherkapazität ist in Abbildung 60 dargestellt. Eine Vergrößerung der Speicherkapazität von 0 m³ auf 500 m³ führt zur Verringerung des Biogasüberschusses von 30.705 m³ (2,70 %) auf 18.201 m³ (1,60 %) des Gesamtverbrauchs.

Eine Vergrößerung des Speichers in dieser Versorgungsvariante (geringes biogenes Deckungspotenzial) hat keinen merkbaren Einfluss auf den biogenen Deckungsgrad des Netzes. Die Versorgungssicherheit des Netzes im Falle eines mehrtägigen Ausfalls der Biogasanlage kann nicht mit dem Einsatz eines groß dimensionierten Gasspeichers gewährleistet werden. Dies ist Folge der geringen Mengen an Überschussgas.

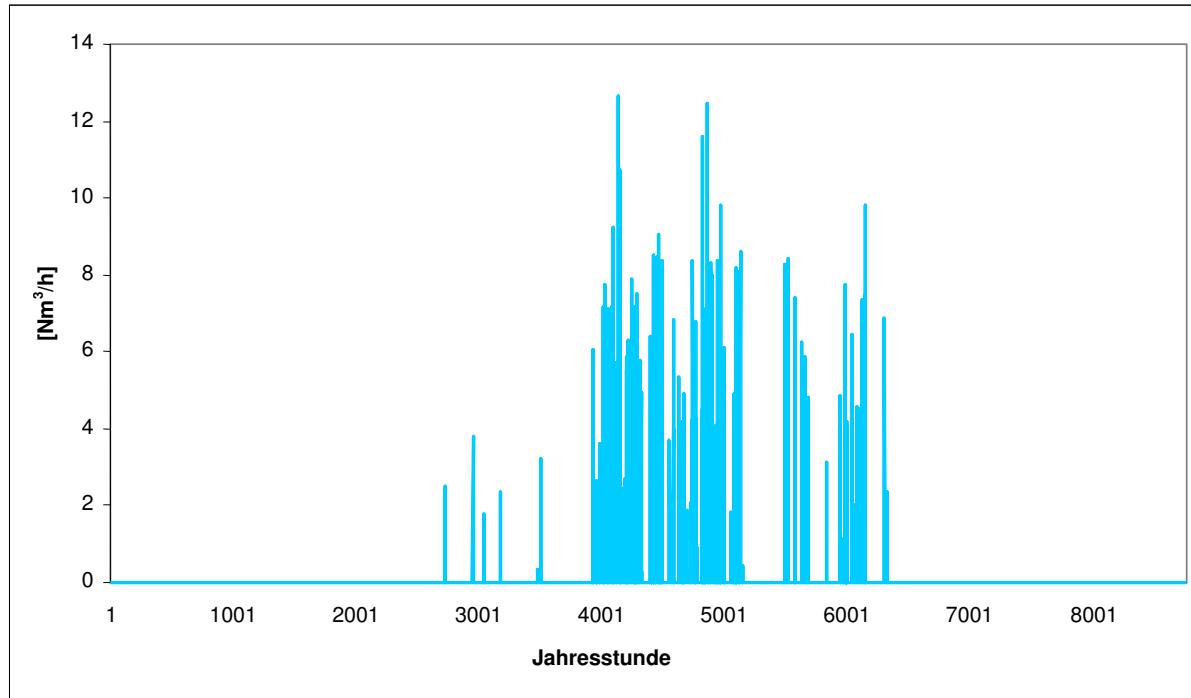


Abbildung 59: Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 1a und 1b bei geringem biogenem Deckungspotenzial

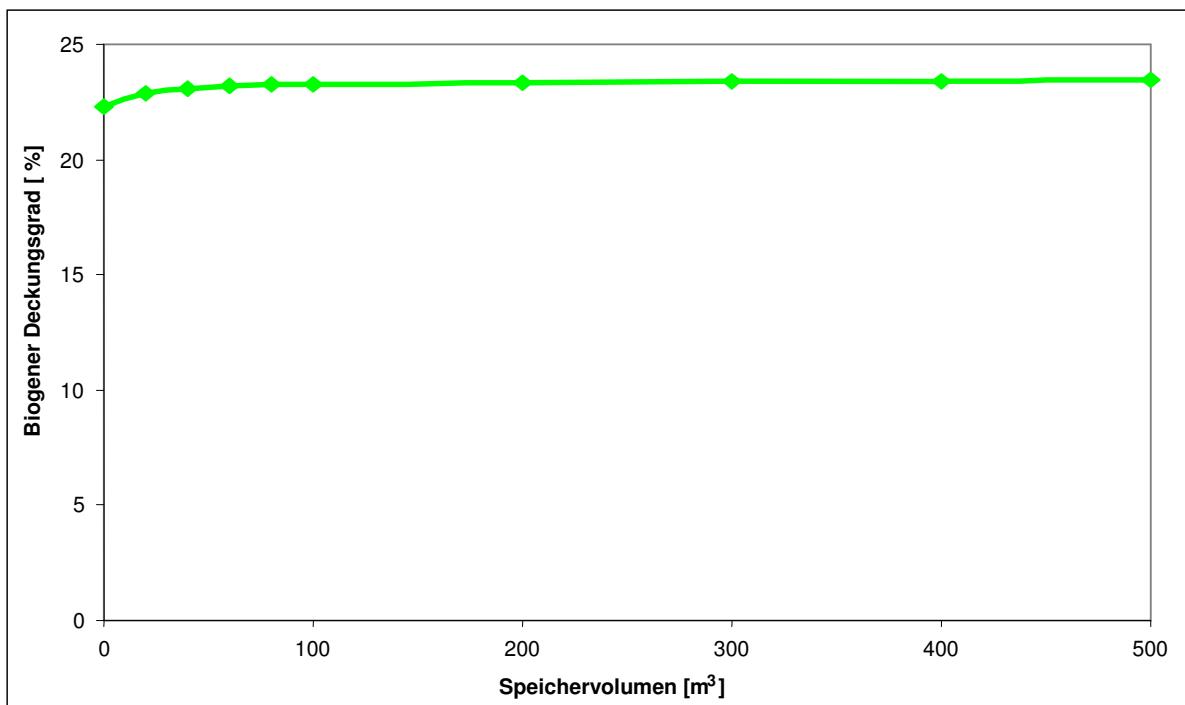


Abbildung 60: Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 1a und 1b bei geringem biogenem Deckungspotenzial

6.4.2 Mikronetze Typ 4a und 4b „Gewerbegebiet“

Das Lastprofil „Gewerbegebiet“ weist einen Stundenmittelwert des Gasverbrauchs von 130 Nm³/h Erdgasäquivalent und eine geringe saisonale Schwankung mit geringem Wochenendverbrauch auf (vgl. Kap. 5.3.2).

Zur Simulation der drei unterschiedlichen Versorgungssituationen wurden im Zusammenhang mit der Biogaserzeugung folgende Annahmen getroffen:

Hohes biogenes Deckungspotenzial:

$$m_{\text{Biogaserzeugung}} = 195 \text{ Nm}^3/\text{h} \text{ (entspr. } 1 \times 250 \text{ kW}_{\text{el}} \text{ und } 1 \times 500 \text{ kW}_{\text{el}}\text{)}$$

Mittleres biogenes Deckungspotenzial:

$$m_{\text{Biogaserzeugung}} = 130 \text{ Nm}^3/\text{h} \text{ (entspr. } 500 \text{ kW}_{\text{el}}\text{)}$$

Geringes biogenes Deckungspotenzial:

$$m_{\text{Biogaserzeugung}} = 32,5 \text{ Nm}^3/\text{h} \text{ (entspr. } 125 \text{ kW}_{\text{el}}\text{)}$$

Das Backup-System mittels Zusatzgas für das Mikronetz Typ 4a „Gewerbegebiet ohne Erdgasanschluss“ besteht aus Flüssigmethantanks. Jenes für das Mikronetz Typ 4b „Gewerbegebiet mit Erdgasanschluss“ ist mit einem Anschluss an das Erdgasnetz gesichert. Die ausführliche Beschreibung der Mikronetze Typ 4a und 4b befindet sich in den Kapiteln 4.4.5 und 4.4.6.

6.4.2.1 Hohes biogenes Deckungspotenzial

Abbildung 61 stellt den Jahreslastgang und das durch das Simulationsprogramm „HEI Micronet“ berechnete Erzeugungsprofil der Biogasanlage(n) für die Versorgungsvariante „hohes biogenes Deckungspotenzial“ der Mikronetze Typ 4a und 4b dar.

Bei einem eventuellen Ausfall der Biogasanlage ist die Sicherstellung der Versorgung der Mikronetze Typ 4a bzw. 4b entweder durch Flüssigmethantanks oder durch den Anschluss an das Erdgasnetz gegeben. Der Jahresgang des Überschussgases nimmt an Wochenenden und kalendrischen Feiertagen höhere Werte an als an Werktagen, dargestellt in Abbildung 62. Das regelmäßige Vorhandensein von Überschussgas das gesamte über Jahr macht eine innovative Verwertung des Biogasüberschusses interessant (vgl. Kap.11).

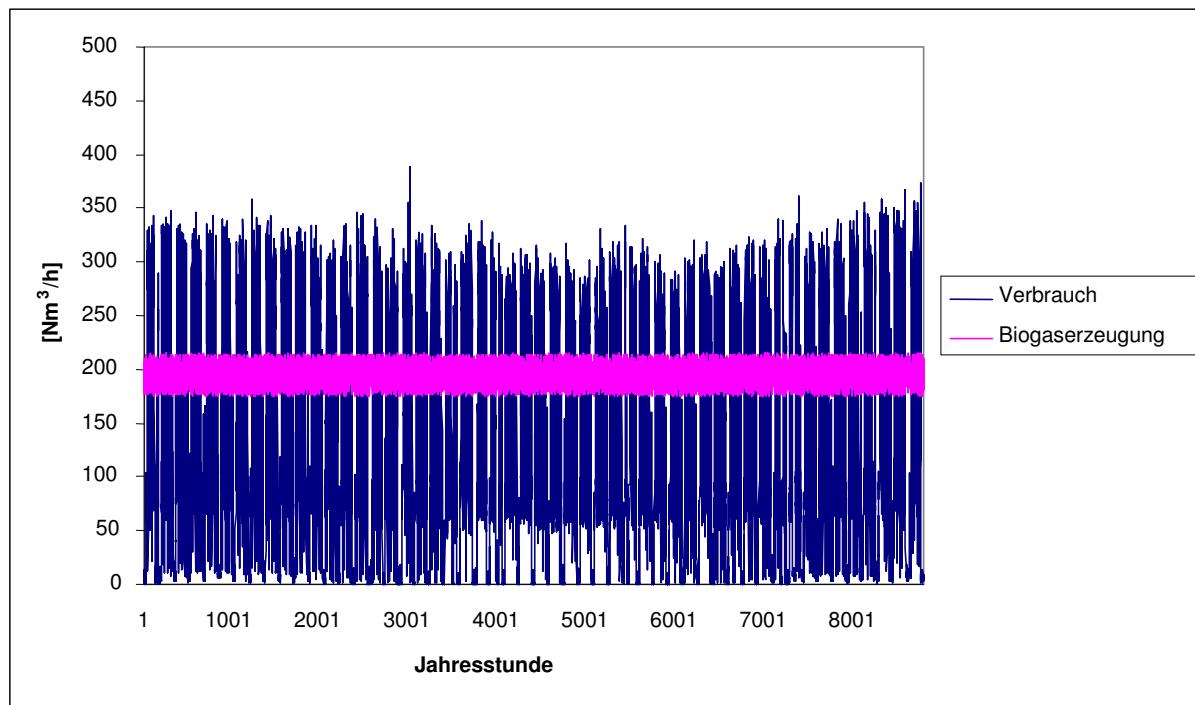


Abbildung 61: Jahreslastgang des Mikronetzes „Gewerbegebiet“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei hohem biogenem Deckungspotenzial

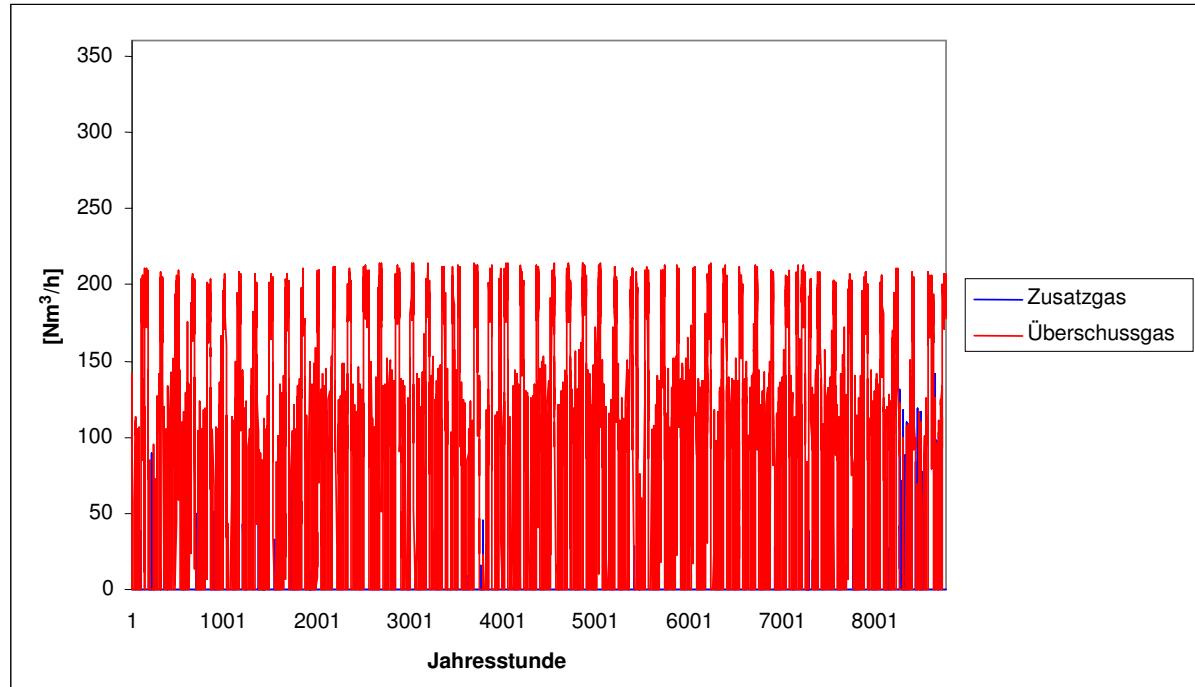


Abbildung 62: Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Gewerbegebiets“ bei hohem biogenem Deckungspotenzial

Abbildung 63 stellt den Jahresgang der Speicherentnahme für einen Speicher mit einer Kapazität von 1.000 m³ dar. Der Speicher wird in den Abendstunden und an den Wochenenden (minimale Verbrauchswerte) mit Biogas befüllt. Die Speicherentnahme findet an Werktagen und bei Auftreten von Verbrauchsspitzen (tagsüber) statt.

Für eine Speichergröße von 1.000 m³ Erdgasäquivalent liefert die Simulation die in Tabelle 14 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 14: Simulationsergebnisse „Gewerbegebiet“ mit hohem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 1.000 m³

Parameter	jährl. Menge [m ³ /a]	Stundenmittelwert [m ³ /h]	Verhältnis zum Gesamtverbrauch [%]
Gesamtverbrauch m _{Verbrauch}	1.138.800	130	100
Biogaserzeugung m _{Biogaserzeugung}	1.708.210	259,95	150
Biogasüberschuss m _{Biogasüberschuss}	575.147	65,66	50
Zusatzgasbedarf m _{Zusatzgas}	6.737	0,77	0,6
Speicherentnahme m _{Biogasspeicher}	216.226	24,68	19,6
Biogasdirektverbrauch m _{Biogasdirektverbrauch}	916.837	104,66	81

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass bei hohem biogenem Deckungspotenzial mit einer Speichergröße von 1.000 m³ ein biogener Deckungsgrad von 98,5 % erreicht werden kann. Das Entnehmen des Biogases aus dem Biogasspeicher, mit einer Jahresmenge von 216.226 m³ (entspricht 19 % des Gesamtverbrauchs), spielt eine wichtige Rolle beim Erreichen des biogenen Deckungsgrades.

Eine Vergrößerung des Speichervolumens von 0 m³ auf 1.000 m³ führt zur Verringerung des Zusatzgasbedarfs von 0,22 Mio. m³ (19,6 %) auf 6.659 m³ (0,6 %) des Gesamtverbrauchs.

Die prozentuelle Änderung des biogenen Deckungsgrades in Abhängigkeit von der Speichergröße ist in Abbildung 64 dargestellt. Ab einer Speichergröße von 1.400 m³ ist ein biogener Deckungsgrad des Netzes von ca. 100 % gewährleistet. Ab der genannten Speichergröße wird das Zusatzgas aus dem entsprechenden Backup-System nur bei Störfällen verwendet.

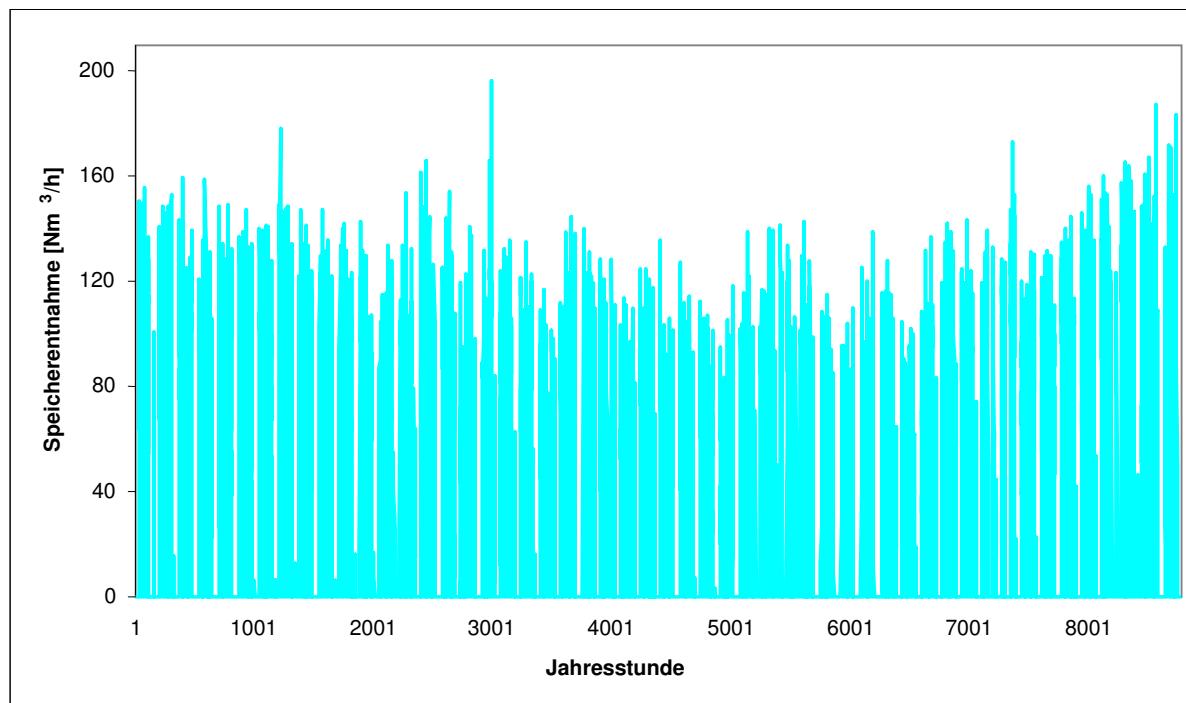


Abbildung 63: Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 4a und 4b bei hohem biogenem Deckungspotenzial

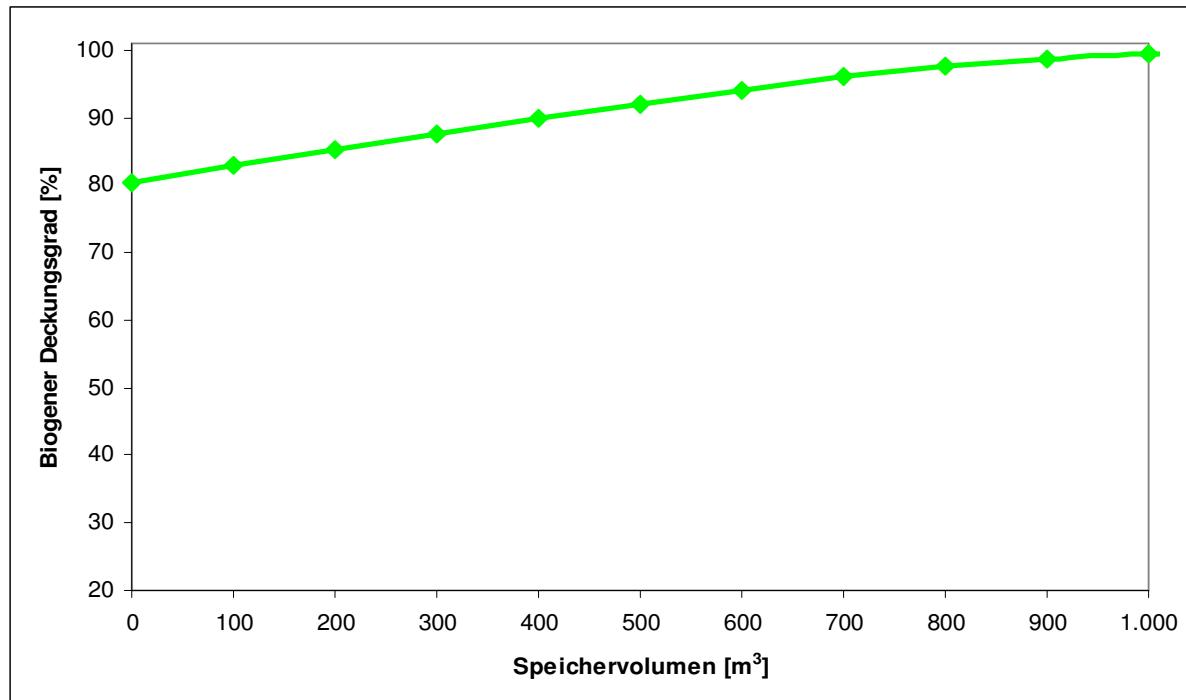


Abbildung 64: Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 4a und 4b bei hohem biogenem Deckungspotenzial

6.4.2.2 Mittleres biogenes Deckungspotenzial

Der Jahreslastgang und das berechnete Erzeugungsprofil der Biogasanlage für die Versorgungssituation im Mikronetz Typ 4a und 4b für das mittlere biogene Deckungspotenzial wurden in Abbildung 65 dargestellt.

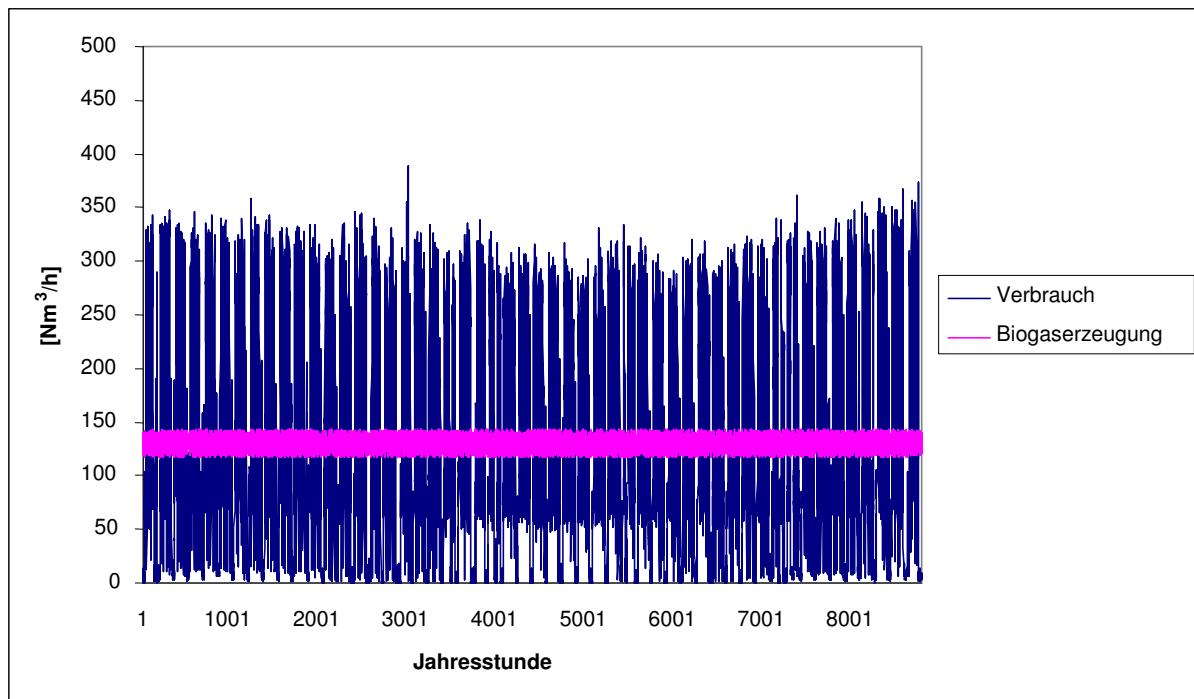


Abbildung 65: Jahreslastgang des Mikronetzes „Gewerbegebiet“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

Das mittlere biogene Deckungspotenzial der Mikronetze Typ 4a und 4b zeigt ein hohes biogenes Deckungspotenzial an Wochenenden und an kalendariischen Feiertagen bzw. ein geringes biogenes Deckungspotenzial an Werktagen.

Die Jahresgänge des Überschussgases und des Zusatzgases (Abbildung 66) zeigen deutlich, zu welchen Zeitpunkten Überschuss- bzw. Zusatzgas auftritt. Um die Versorgungssicherheit des Netzes an Werktagen zu gewährleisten, wird immer Zusatzgas benötigt. Überschüssiges Gas kommt nur an Wochenenden und an kalendariischen Feiertagen zustande.

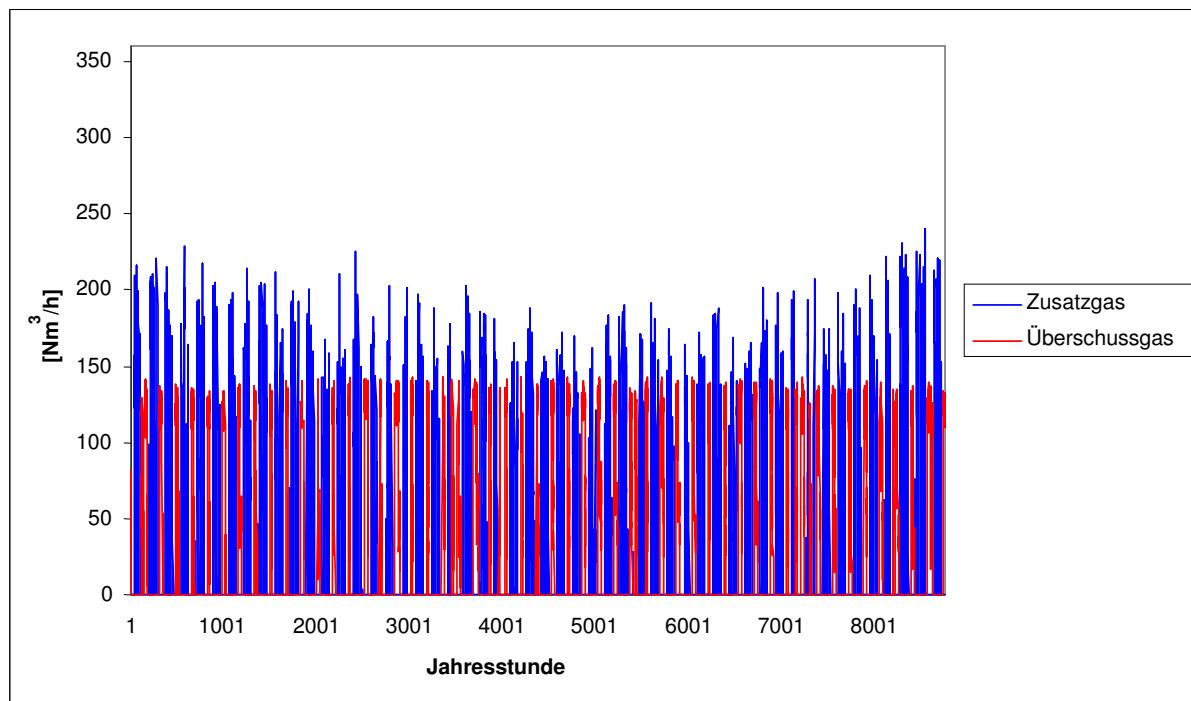


Abbildung 66: Jahresgang des Biogasüberschlusses und des Zusatzgases des „Gewerbegebiet“ bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

Abbildung 67 stellt den Jahresgang der Speicherentnahme für einen Speicher mit einer Kapazität von 2.000 m³ dar. Für eine Speicherkapazität von 2.000 m³ liefert die Simulation die in Tabelle 15 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 15: Simulationsergebnisse „Gewerbegebiet“ mit mittlerem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 2.000 m³

Parameter	Jährl. Menge [m ³ /a]	Stundenmittel- wert [m ³ /h]	Verhältnis zum Gesamtverbrauch [%]
Gesamtverbrauch $m_{\text{Verbrauch}}$	1.138.800	130	100
Biogaserzeugung $m_{\text{Biogaserzeugung}}$	1.138.550	259,95	100
Biogasüberschuss $m_{\text{Biogasüberschuss}}$	178.430	20,37	15,7
Zusatzgasbedarf $m_{\text{Zusatzgas}}$	180.680	20,63	15,9
Speicherentnahme $m_{\text{Biogasspeicher}}$	251.810	28,75	22,4
Biogasdirektverbrauch $m_{\text{Biogasdirektverbrauch}}$	708.310	80,86	62,2

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass ein biogener Deckungsgrad von ungefähr 84 % bei einer Speichergröße von 2.000 m³ erreicht werden kann. Die Speicherentnahme mit einem Anteil von 26 % am gesamten Biogasverbrauch ($m_{\text{Biogasspeicher}} + m_{\text{Biogasdirektverbrauch}}$) spielt eine wichtige Rolle für die Erhöhung des biogenen Deckungsgrades.

Die prozentuellen Schwankungen des biogenen Deckungsgrades, in Abhängigkeit von der Speichergröße, sind in Abbildung 68 dargestellt. Der Anstieg des biogenen Deckungsgrades teilt sich in drei Bereiche:

- | | |
|-----------------------------|--|
| Hoher linearer Anstieg: | 0 m ³ < Speichervolumen < 500 m ³ |
| Mittlerer linearer Anstieg: | 500 m ³ < Speichervolumen < 5.000 m ³ |
| Geringer linearer Anstieg: | 5.000 m ³ < Speichervolumen < 10.000 m ³ |

Eine Vergrößerung des Speichervolumens von 2.000 m³ auf 10.000 m³ führt zu einer Verringerung des Biogasüberschusses von 178.430 m³ (15,7 % des Gesamtverbrauchs) auf 9.107 m³ (0,80 % des Gesamtverbrauchs). Die Überschussmenge reduziert sich um 169.323 m³ pro Jahr.

Die Speicherentnahme findet über das gesamte Jahr statt und spielt eine wichtige Rolle für die Erhöhung des biogenen Deckungsgrads. Mit einem groß dimensionierten Speicher in der Größenordnung von rund 10.000 m³ bis ca. 19.000 m³ wird ein biogener Deckungsgrad von 99,22 % bis 99,99 % (kein Überschussgas mehr vorhanden) erreicht. Der Einsatz von Zusatzgas ist hierbei fast nur bei Störfällen notwendig.

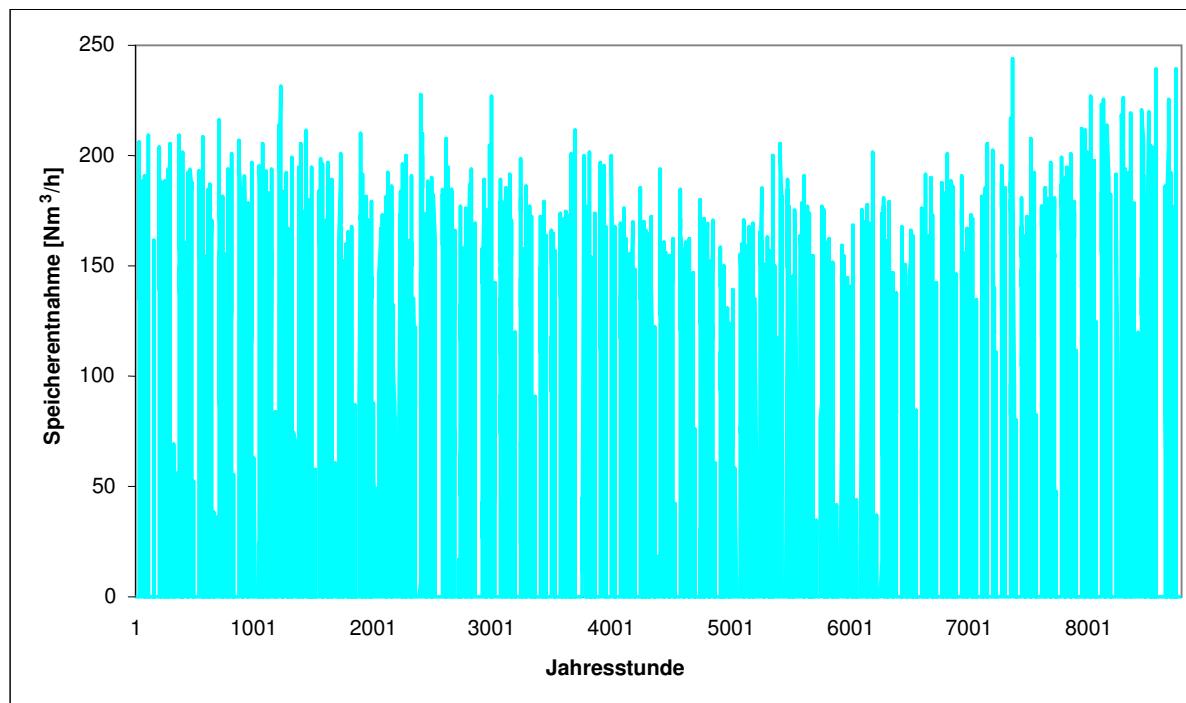


Abbildung 67: Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 4a und 4b bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

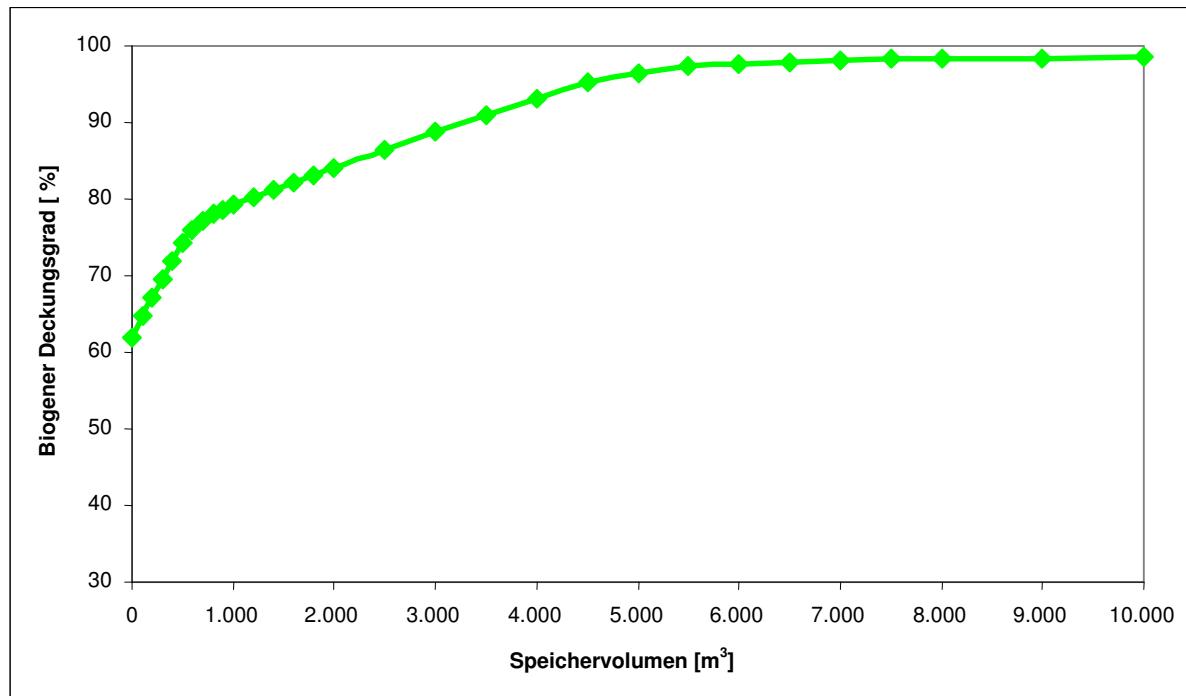


Abbildung 68: Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 4a und 4b bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

6.4.2.3 Geringes biogenes Deckungspotenzial

Abbildung 69 stellt den Jahreslastgang und das durch das Simulationsprogramm „HEI Mikronet“ berechnete Erzeugungsprofil der Biogasanlage für die Versorgungssituation der Mikronetze Typ 4a und 4b bei geringem biogenem Deckungspotenzial dar.

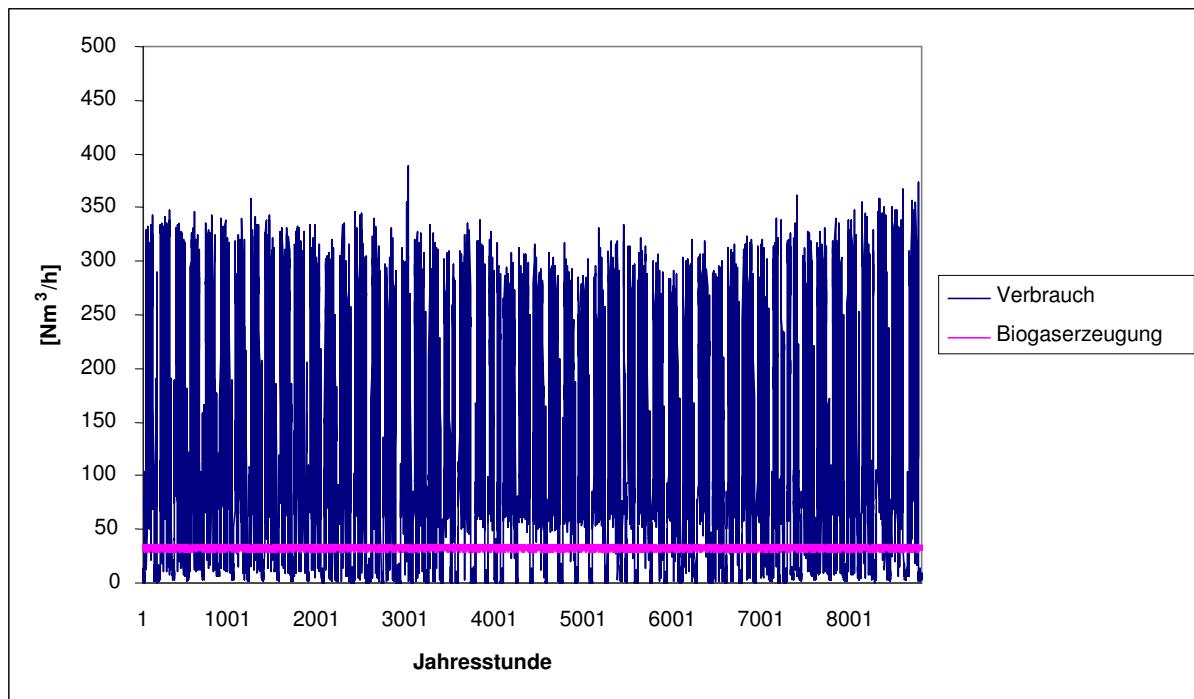


Abbildung 69: Jahreslastgang des Mikronetzes „Gewerbegebiet“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei geringem biogenem Deckungspotenzial

Das geringe biogene Deckungspotenzial führt dazu, dass die Versorgungssicherheit des Mikronetzes, trotz konstanter Produktion, allein durch die Biogasanlage(n) nicht gegeben ist. Das Zusatzgas wird über das gesamte Jahr und vorwiegend an Werktagen benötigt. Die Jahresgänge des Überschuss- und des Zusatzgases sind in Abbildung 70 dargestellt.

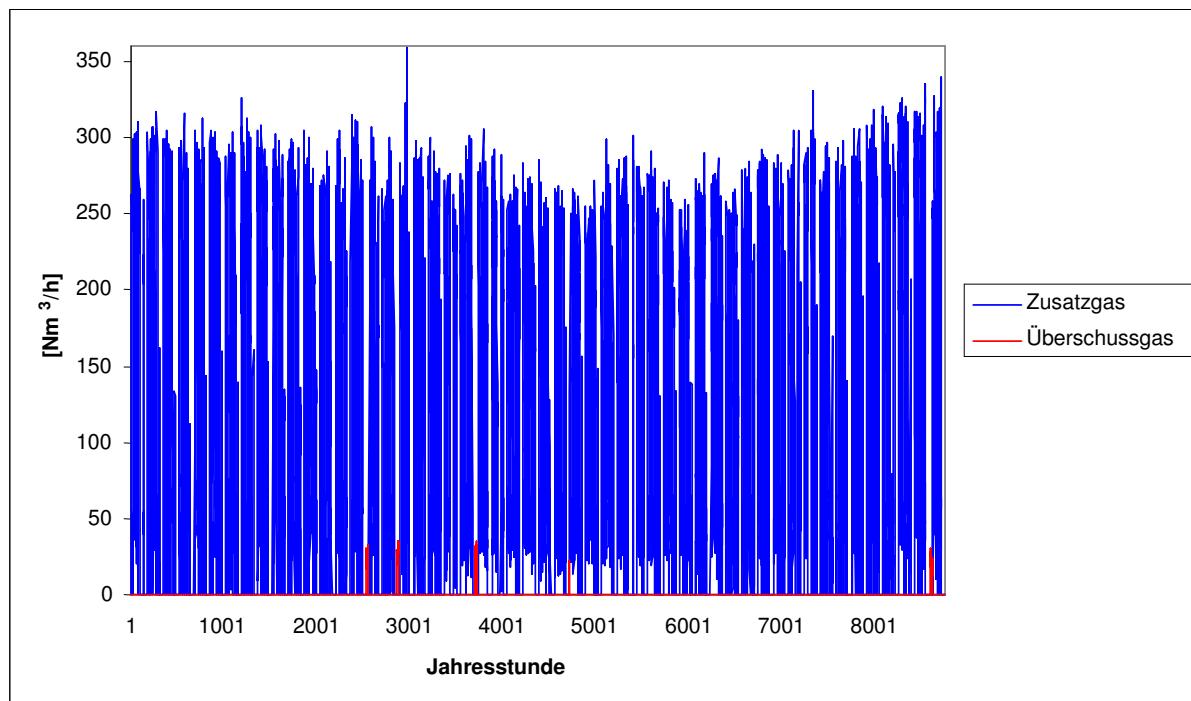


Abbildung 70: Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Gewerbegebiete“ bei geringem biogenem Deckungspotenzial

Abbildung 71 stellt den Jahresgang der Speicherentnahme für einen Speicher mit einer maximalen Kapazität von 1.000 m³ Erdgasäquivalent dar.

Für eine Speicherkapazität von 1.000 m³ Erdgasäquivalent liefert die Simulation die in Tabelle 16 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 16: Simulationsergebnisse „Gewerbegebiet“ mit geringem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 1.000 m³

Parameter	Jährl. Menge [m ³ /a]	Stundenmittel- wert [m ³ /h]	Verhältnis zum Gesamtverbrauch [%]
Gesamtverbrauch $m_{\text{Verbrauch}}$	1.138.800	130	100
Biogaserzeugung $m_{\text{Biogaserzeugung}}$	284.677	259,95	25
Biogasüberschuss $m_{\text{Biogasüberschuss}}$	2.030	0,23	0,2
Zusatzgasbedarf $m_{\text{Zusatzgas}}$	857.042	97,84	75,3
Speicherentnahme $m_{\text{Biogasspeicher}}$	54.344	6,20	4,8
Biogasdirektverbrauch $m_{\text{Biogasdirektverbrauch}}$	228.303	26,06	20,1

Es wird ein biogener Deckungsgrad von ca. 25 % erreicht. Mit dem Speicher wird fast die gesamte Überproduktion des Biogases wieder in das Mikronetz eingespeist. Der Biogasüberschuss beträgt 2.030 m³ (0,2 % des Gesamtverbrauchs), der im Vergleich zur Menge der Speicherentnahme von 54.344 m³ (4,8 % des Gesamtverbrauchs) sehr gering ist.

Die prozentuelle Änderung des biogenen Deckungsgrades in Abhängigkeit von der Speicherkapazität ist in Abbildung 72 dargestellt. Eine Vergrößerung der Speicherkapazität von 0 m³ auf 1.600 m³ führt zu einer Verringerung des Biogasüberschusses von 57.131 m³ (5 % des Gesamtverbrauchs) auf 0 m³ (0 % des Gesamtverbrauchs). Die Überschussmenge reduziert sich um 57.131 m³ pro Jahr. Bei einer Speichergröße von 1.600 m³ wird der maximale biogene Deckungsgrad, bei geringem biogenem Deckungspotenzial, von 25 % erreicht.

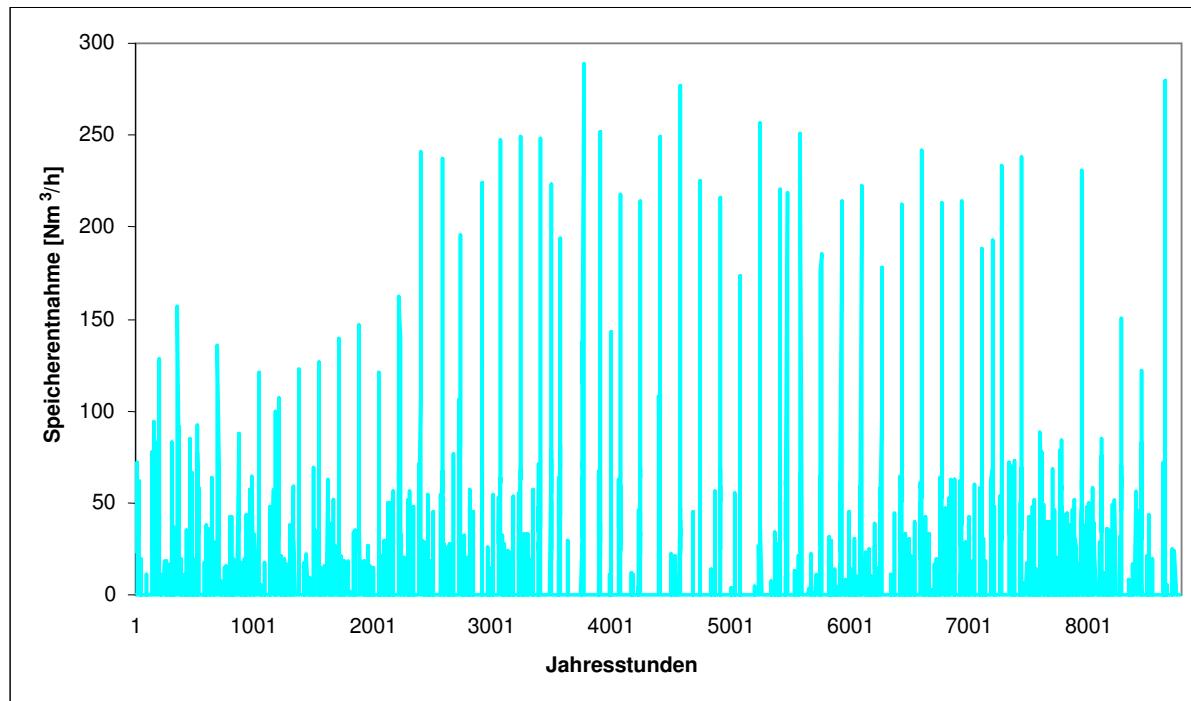


Abbildung 71: Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 4a und 4b bei geringem biogenem Deckungspotenzial

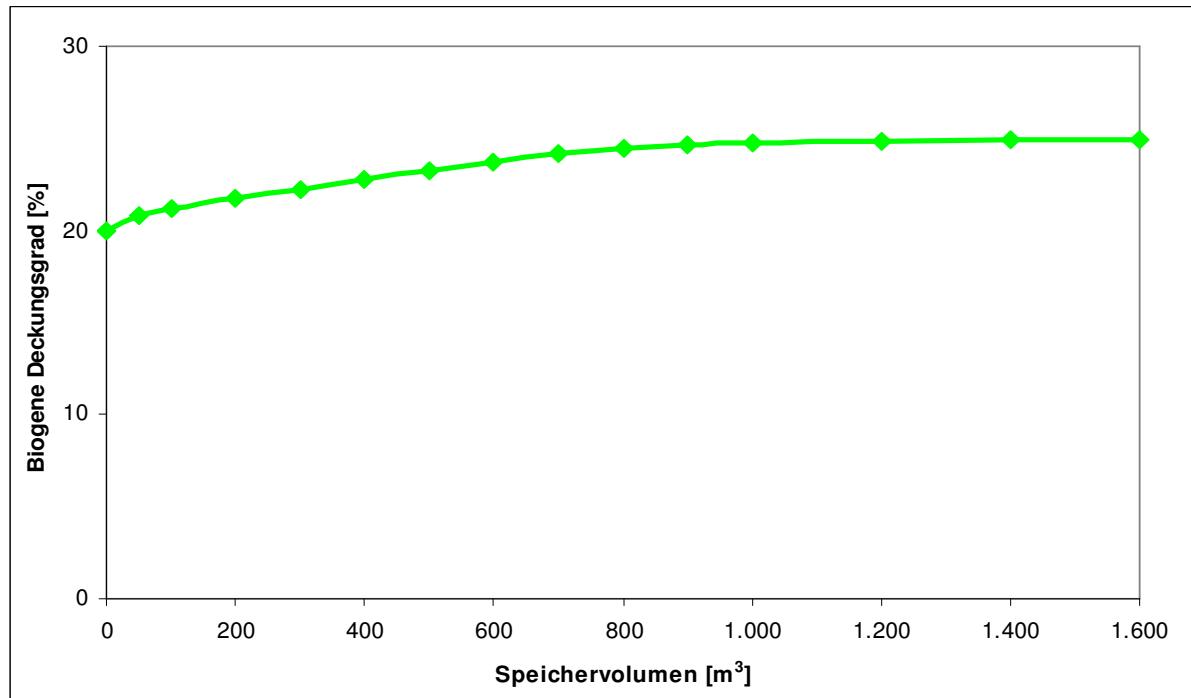


Abbildung 72: Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 4a und 4b bei geringem biogenem Deckungspotenzial

6.4.3 Mikronetze Typ 5 und 6 „Gemischtes Gebiet“

Das Lastprofil „Gemischtes Gebiet“ weist einen Stundenmittelwert des Gasverbrauchs von $m_{Verbrauch} = 130 \text{ Nm}^3$ Erdgasäquivalent und einen mäßigen Wochen- und Jahreslastgang auf (vgl. Kapitel 5.3.3).

Zur Simulation der drei unterschiedlichen Versorgungssituationen wurden folgende Annahmen getroffen:

Hohes biogenes Deckungspotenzial:

$$m_{Biogaserzeugung} = 195 \text{ Nm}^3/\text{h} \text{ (entspr. } 1 \times 250 \text{ kW}_{\text{el}} \text{ und } 1 \times 500 \text{ kW}_{\text{el}}\text{)}$$

Mittleres biogenes Deckungspotenzial:

$$m_{Biogaserzeugung} = 130 \text{ Nm}^3/\text{h} \text{ (entspr. } 500 \text{ kW}_{\text{el}}\text{)}$$

Geringes biogenes Deckungspotenzial:

$$m_{Biogaserzeugung} = 32,5 \text{ Nm}^3/\text{h} \text{ (entspr. } 125 \text{ kW}_{\text{el}}\text{)}$$

Das Backup-System mittels Zusatzgas für das Mikronetz vom Typ 5 „Gemischtes Gebiet ohne Erdgasanschluss“ besteht aus Flüssigmethantanks. Jenes für das Mikronetz Typ 6 „Gemischtes Gebiet mit Erdgasanschluss“ ist mit einem Anschluss an das Erdgasnetz gesichert.

Das notwendige Lastmanagement für das Mikronetz Typ 5 wird mittels „Fuel switch bei großem gewerblichen Verbraucher“ sichergestellt. Das entsprechende Lastmanagement für das Mikronetz Typ 6 wird durch Abdeckung der Spitzenlast über das Erdgas und Abdeckung der Grundlast über das erzeugte bzw. vom Speicher entnommene Biogas durchgeführt. Die ausführliche Beschreibung der Mikronetze Typ 5 und 6 befindet sich in den Kapiteln 4.4.7 und 4.4.8.

6.4.3.1 Hohes biogenes Deckungspotenzial

Abbildung 73 stellt den Jahreslastgang und das durch das Simulationsprogramm „HEI Micronet“ berechnete Erzeugungsprofil der Biogasanlagen für die Versorgungssituation „hohes biogenes Deckungspotenzial“ der Mikronetze Typ 5 und 6 dar.

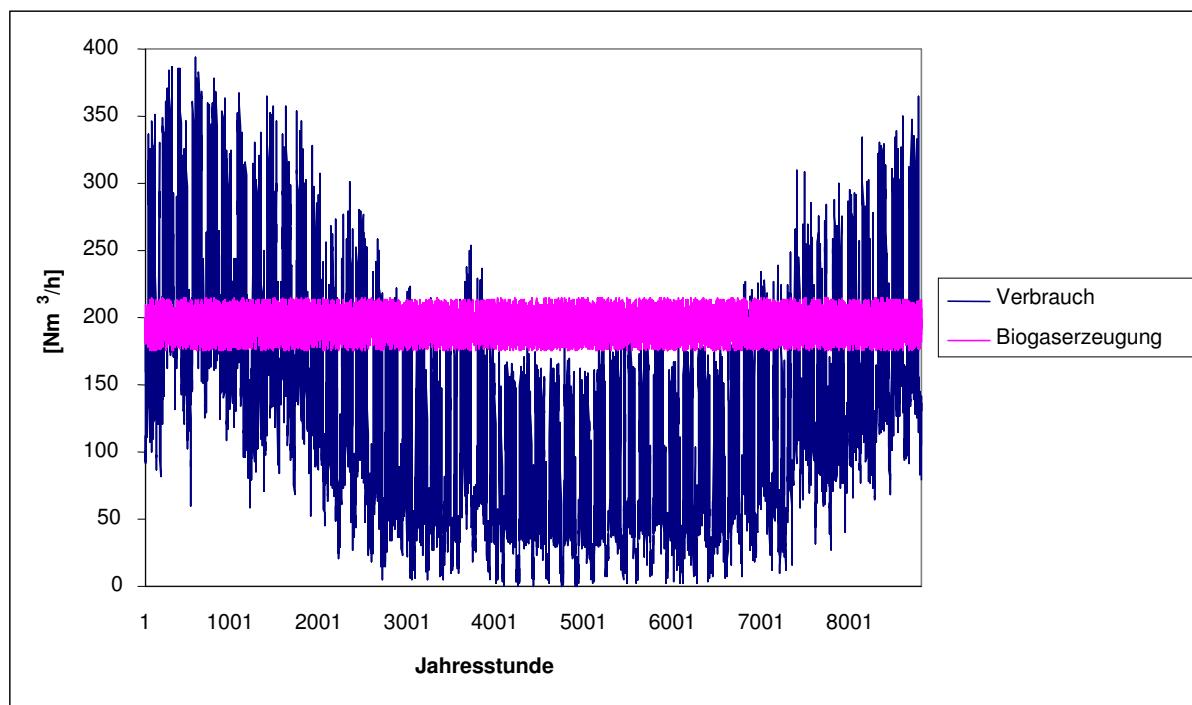


Abbildung 73: Jahreslastgang des Mikronetzes „Gemischtes Gebiet“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei hohem biogenem Deckungspotenzial

Das hohe biogene Deckungspotenzial führt dazu, dass die Versorgung der Verbraucher über große Zeiträume durch die Biogasanlage(n) sichergestellt ist. Der Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases sind in Abbildung 74 dargestellt. Die erwähnten Lastmanagements der Mikronetze Typ 5 und 6 werden nur in den kalten Monaten des Jahres eingesetzt. Zusatzgas aus dem Backup-System für das Mikronetz Typ 5 wird nur bei Bedarf in den Wintermonaten (inklusive Verbraucherseitiges Lastmanagement: Fuel Switch) und in Störungsfällen eingesetzt. Die Menge des Überschussgases erhöht sich während der warmen Perioden durch den Bedarfsrückgang der Haushalte.

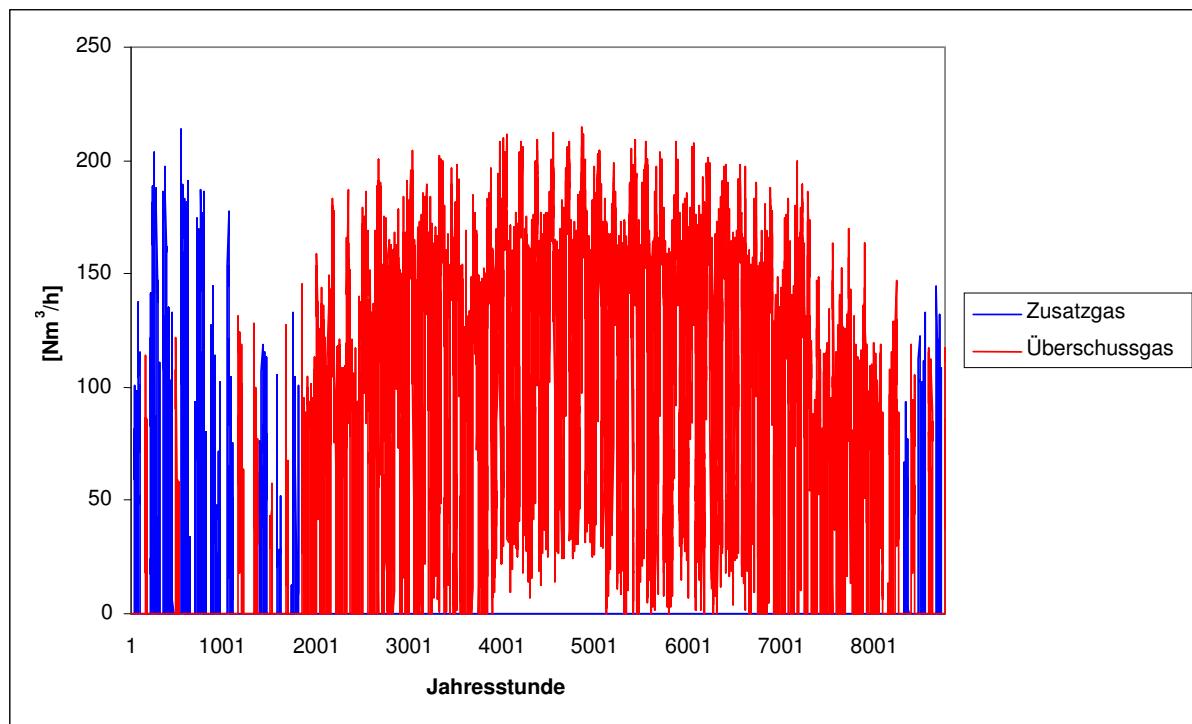


Abbildung 74: Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Gemischten Gebiets“ bei hohem biogenem Deckungspotenzial

Wie die Simulationsergebnisse zeigen, kann trotz hohen biogenen Deckungspotenzials insgesamt nur ein biogener Deckungsgrad von rund 96,7 % erreicht werden. Dies ist auf den mäßigen Jahreslastgang aufgrund hoher Verbrauchswerte in den Wintermonaten zurückzuführen. Das Entnehmen von Biogas aus dem Biogasspeicher mit einer Jahresmenge von 72.739 m³ (entspricht rund 6,4 % des Gesamtverbrauchs) spielt eine mäßige Rolle beim Erreichen des erwähnten biogenen Deckungsgrades. Eine Speichervergrößerung von 0 m³ auf 1.000 m³ führt zu einer Verringerung des Zusatzbedarfs von 112.190 m³ (9,9 % des Gesamtverbrauchs) auf 48.737 m³ (4,3 % des Gesamtverbrauchs).

Die prozentuelle Änderung des biogenen Deckungsgrades in Abhängigkeit der Speichergröße ist in Abbildung 74 dargestellt. Die Versorgungssicherheit im Falle eines mehrtägigen Ausfalls der Biogasanlage könnte auch mit einem entsprechend groß dimensionierten Biogasspeicher für die warmen Monate gewährleistet sein.

Tabelle 17: Simulationsergebnisse „Gemischtes Gebiet“ mit hohem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 2.000 m³

Parameter	Jährl. Menge [m ³ /a]	Stundenmittel- wert [m ³ /h]	Verhältnis zum Gesamtverbrauch [%]
Gesamtverbrauch $m_{\text{Verbrauch}}$	1.138.800	130	100
Biogaserzeugung $m_{\text{Biogaserzeugung}}$	1.707.864	259,95	150
Biogasüberschuss $m_{\text{Biogasüberschuss}}$	606.523	69,24	53,3
Zusatzgasbedarf $m_{\text{Zusatzgas}}$	39.458	4,50	3,5
Speicherentnahme $m_{\text{Biogasspeicher}}$	72.739	8,30	6,4
Biogasdirektverbrauch $m_{\text{Biogasdirektverbrauch}}$	1.028.603	117,42	90,3

Abbildung 75 stellt den Jahresgang der Speicherentnahme für einen Speicher mit einer maximalen Kapazität von rund 2.000 m³ dar. Die Speicherentnahme findet überwiegend auf Grund der hohen Verbrauchswerte in den Wintermonaten und während der Übergangszeiten statt. Für eine Speicherkapazität von 2.000 m³ Erdgasäquivalent liefert die Simulation die in Tabelle 17 dargestellten Ergebnisse.

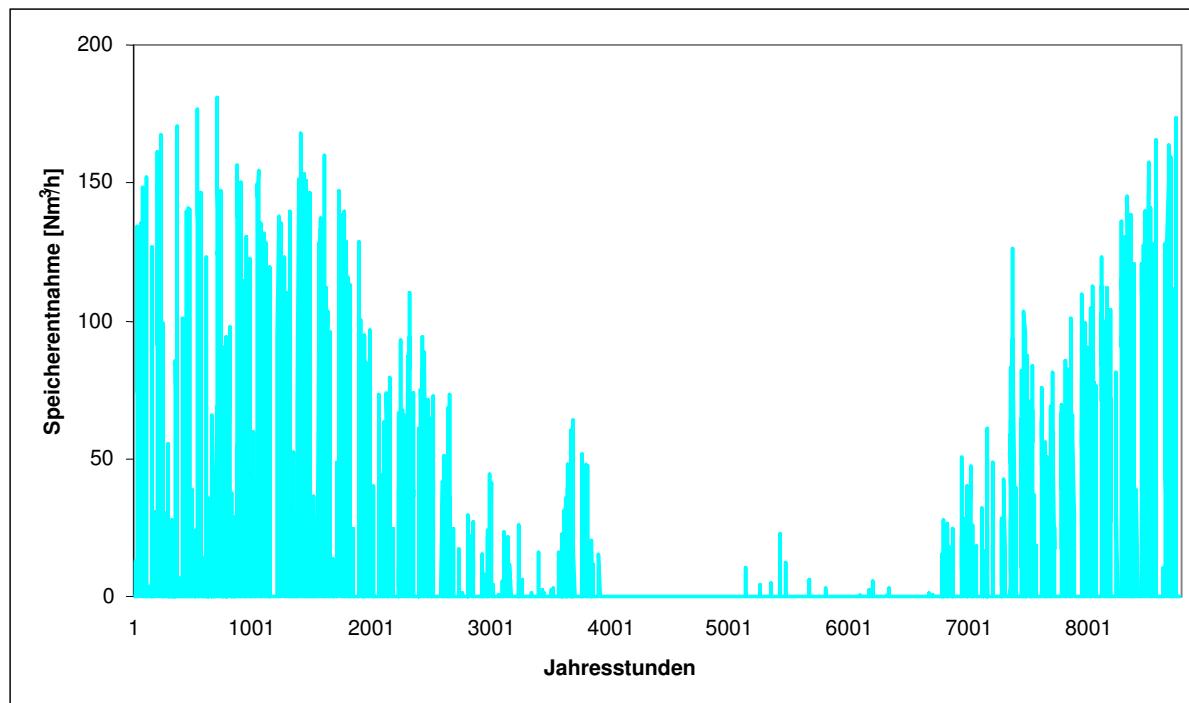


Abbildung 75: Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 5 und 6 bei hohem biogenem Deckungspotenzial

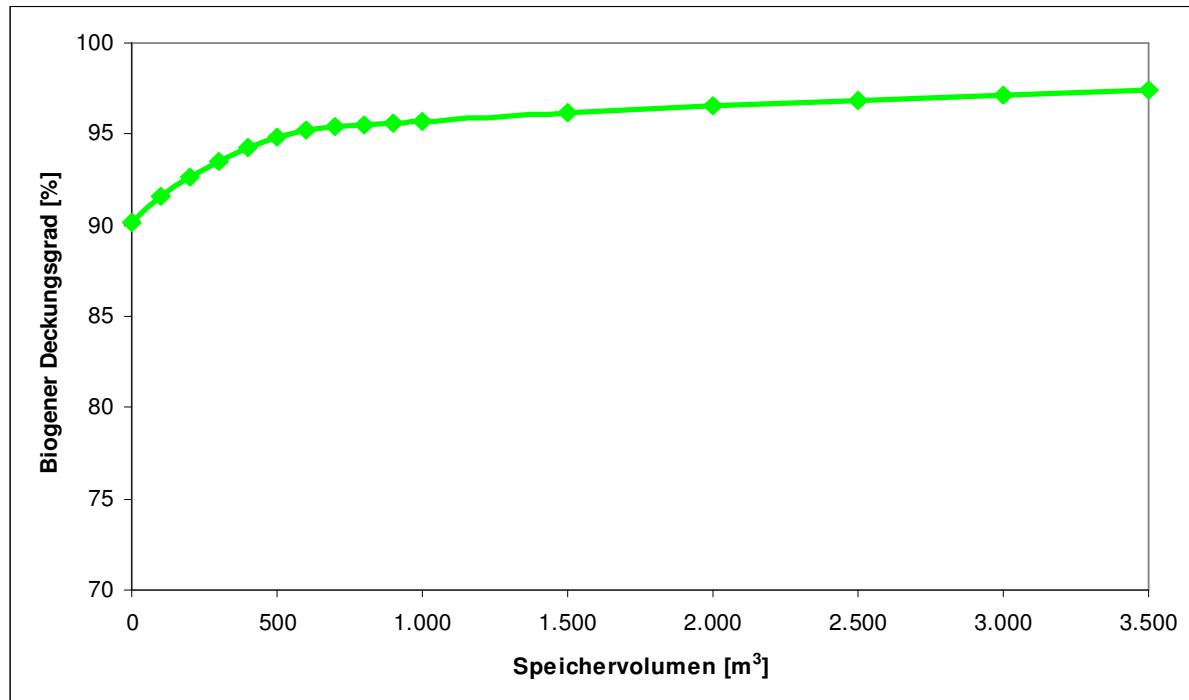


Abbildung 76: Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 5 und 6 bei hohem biogenem Deckungspotenzial

6.4.3.2 Mittleres biogenes Deckungspotenzial

Der Jahreslastgang und das berechnete Erzeugungsprofil der Biogasanlage für die Versorgungsvariante „mittleres biogenes Deckungspotenzial“ wurde in Abbildung 77 dargestellt.

Der Gasverbrauch nimmt in warmen Perioden aufgrund des Rückganges des Haushaltsverbrauches ab und steigt in den kalten Perioden wieder an. Durch den Einfluss des Gewerbes gibt es einen großen Unterschied zwischen den Verbrauchswerten der Wochenenden und jenem der Werkstage. Die Grundlast der kalten Monate wird mit dem Einsatz des erzeugten Biogas abgedeckt. Die Spitzenlast der kalten Monate wird in Mikronetz Typ 5 mit einem Verbraucherseitigen Lastmanagement und bei Bedarf mit dem Einsatz vom Flüssigmethan abgedeckt. Das Mikronetz Typ 6 deckt die Spitzenlast der kalten Monate mit dem Einsatz von Erdgas über einen Erdgasanschluss.

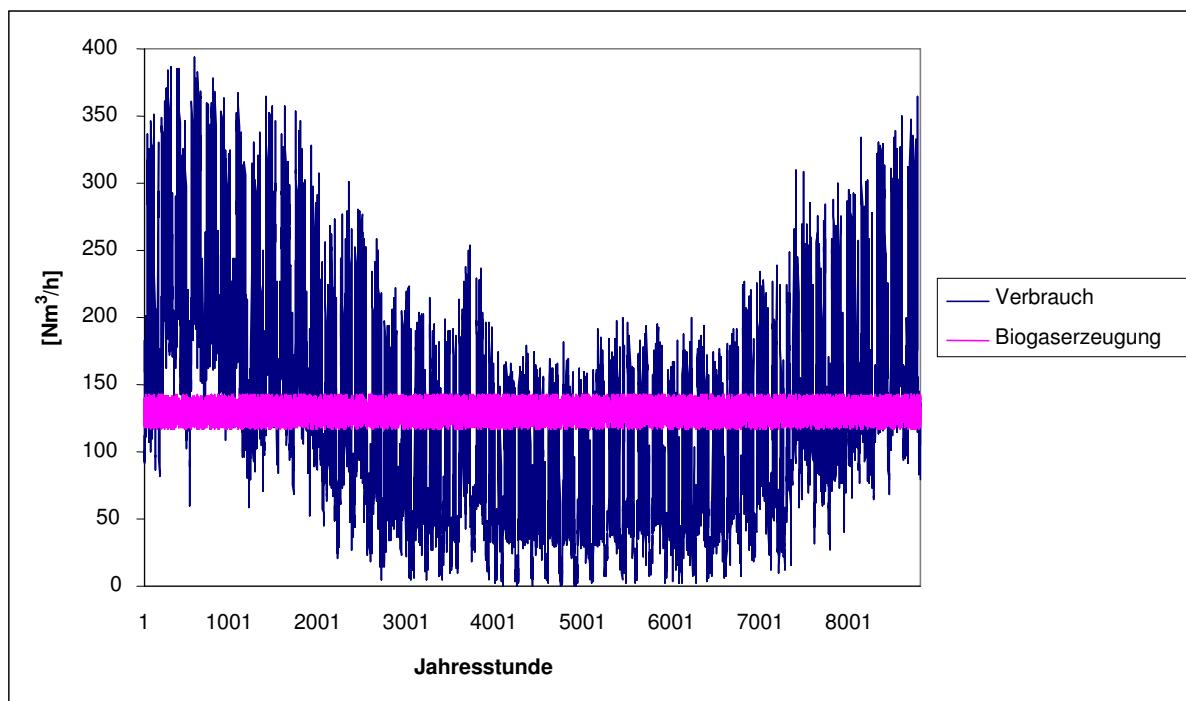


Abbildung 77: Jahreslastgang des Netzes „Gemischtes Gebiet“ und Jahreserzeugungsprofil der Anlage bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

Die Jahresgänge des Überschuss- und Zusatzgases (Abbildung 78) zeigen deutlich, zu welchen Zeitpunkten Überschuss- und Zusatzgas auftritt. Das auftretende Überschussgas der warmen Monate zeigt, dass die Versorgung des Netzes allein durch die Biogasanlage in diesem Zeitintervall gewährleistet ist. Es besteht kein Bedarf an einem Verbraucherseitigen Lastmanagement bei Mikronetz Typ 5 und kein Bedarf an Abdeckung der Spitzenlast des Mikronetzes Typ 6 mittels Erdgas.

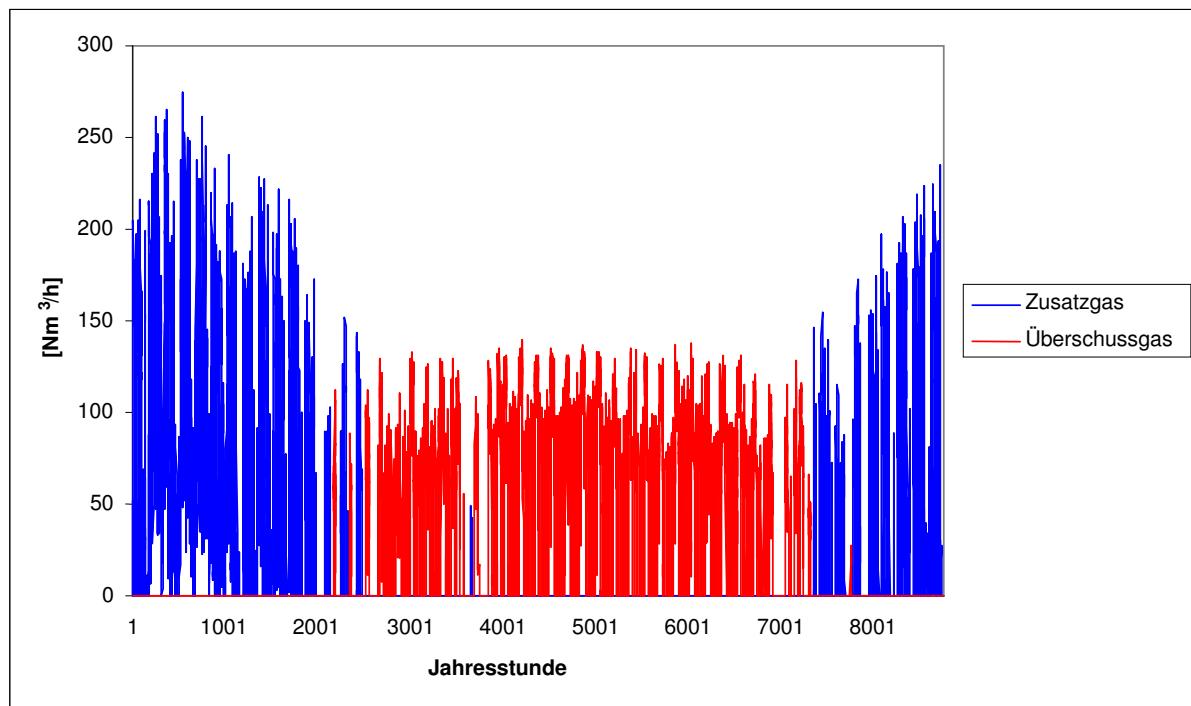


Abbildung 78: Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Gemischten Gebiets“ bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

Abbildung 79 stellt den Jahresgang der Speicherentnahme für einen Speicher mit einer Kapazität von 2.000 m^3 dar. Für eine Speicherkapazität von 2.000 m^3 liefert die Simulation die in Tabelle 18 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 18: Simulationsergebnisse „Gemischtes Gebiet“ mit mittlerem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 2.000 m³

Parameter	Jährl. Menge [m ³ /a]	Stundenmittel- wert [m ³ /h]	Verhältnis zum Gesamtverbrauch [%]
Gesamtverbrauch m _{Verbrauch}	1.138.800	130	100
Biogaserzeugung m _{Biogaserzeugung}	1.138.310	259,95	100
Biogasüberschuss m _{Biogasüberschuss}	207.211	23,65	18,2
Zusatzgasbedarf m _{Zusatzgas}	208.174	23,76	18,3
Speicherentnahme m _{Biogasspeicher}	84.448	9,64	7,4
Biogasdirektverbrauch m _{Biogasdirektverbrauch}	846.651	96,65	74,4

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass bei einer Speicherkapazität von 2.000 m³ ein biogener Deckungsgrad von rund 81,7 % erreicht werden kann. Die Speicherentnahme spielt auf Grund des gemischten Verbrauchsverhaltens des Netzes (50 % Haushalte und 50 % Gewerbe) eine weniger wichtige Rolle bei der Erhöhung des biogenen Deckungsgrades. Die Speicherentnahme findet vorwiegend während der Übergangszeiten und während der warmen Monate statt.

Die prozentuellen Schwankungen des biogenen Deckungsgrades, in Abhängigkeit von der Speichergröße, sind in Abbildung 80 dargestellt. Ein mittlerer linearer Anstieg des biogenen Deckungsgrades findet bis zu einer Speichergröße von 500 m³ statt. Ab der genannten Speichergröße ist nur ein sehr geringer linearer Anstieg des Deckungsgrades zu beobachten. Eine Vergrößerung der Speicherkapazität von 0 m³ auf 500 m³ führt zu einer Verringerung des Biogasüberschusses von 292.843 m³ (25,7 % des Gesamtverbrauchs) auf 222.620 m³ (19,6 % des Gesamtverbrauchs). Die Überschussmenge reduziert sich um 70.223 m³.

Ein groß dimensionierter Speicher kann auf Grund des Vorhandenseins des Biogasüberschusses in den warmen Monaten die Versorgungssicherheit des Netzes bei Störfällen gewährleisten.

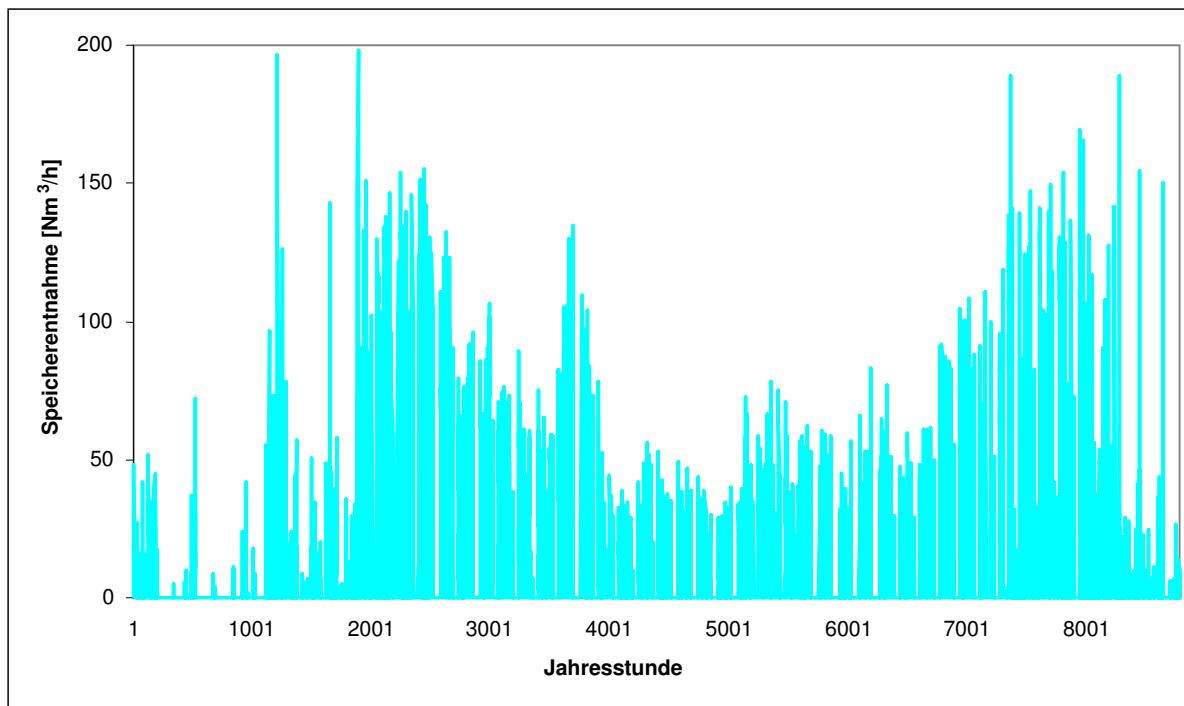


Abbildung 79: Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 5 und 6 bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

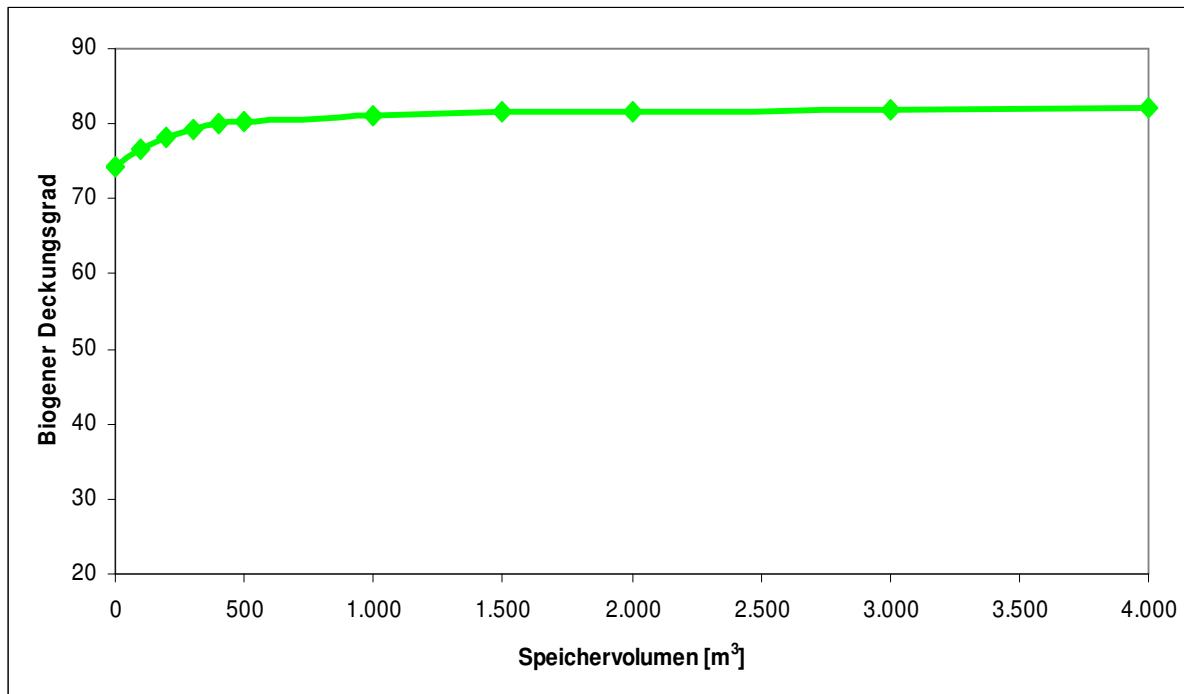


Abbildung 80: Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 5 und 6 bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

6.4.3.3 Geringes biogenes Deckungspotenzial

Abbildung 81 stellt den Jahreslastgang und das durch das Simulationsprogramm „HEI Mikronet“ berechnete Erzeugungsprofil der Biogasanlage für die Versorgungssituation der Mikronetze Typ 5 und 6 bei geringem biogenem Deckungspotenzial dar.

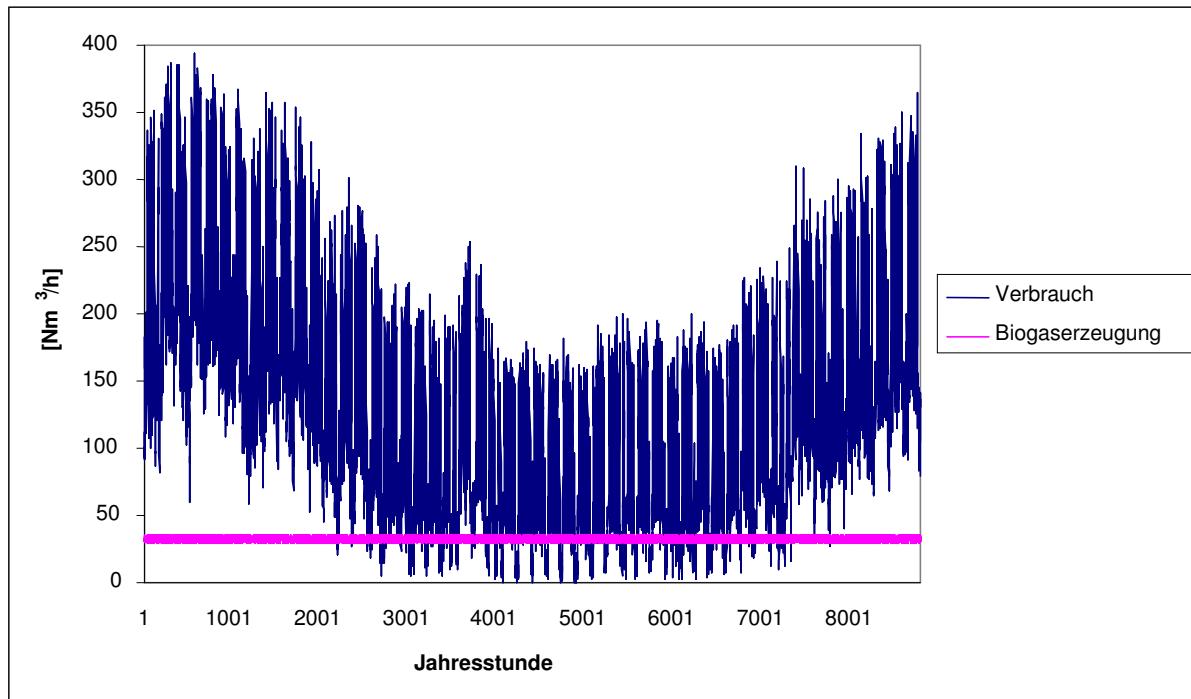


Abbildung 81: Jahreslastgang des Netzes „Gemischtes Gebiet“ und Jahreserzeugungsprofil der Anlage bei geringem biogenem Deckungspotenzial

Das geringe biogene Deckungspotenzial führt dazu, dass die Versorgungssicherheit der Mikronetze Typ 5 und 6, trotz konstanter Produktion, durch die Biogasanlage allein nicht gegeben ist. Die produzierte Menge an Biogas kann nur einen Teil der Grundlast abdecken.

Im Falle des Mikronetzes Typ 5 werden der restliche Teil der Grundlast und ein Teil der Spitzenlast mit dem Einsatz des Zusatzgases aus dem Backup-System abgedeckt. Das Verbraucherseitige Lastmanagement „Fuel Switch“ bei großen gewerblichen Verbrauchern deckt die restlichen Lastspitzen. Das Mikronetz Typ 6 deckt den restlichen Bedarf des Netzes nur mit dem Einsatz von Erdgas.

Die Jahressgänge des Überschuss- und Zusatzgases, dargestellt in Abbildung 82, stellen durch das fehlende Überschussgas die fehlende Versorgungssicherheit durch die Anlagen dar. Die benötigte Menge an Zusatzgas nimmt mit einem Temperaturabfall (haushaltsbedingter Verbrauch) sowie an Werktagen (gewerbebedingter Verbrauch) zu.

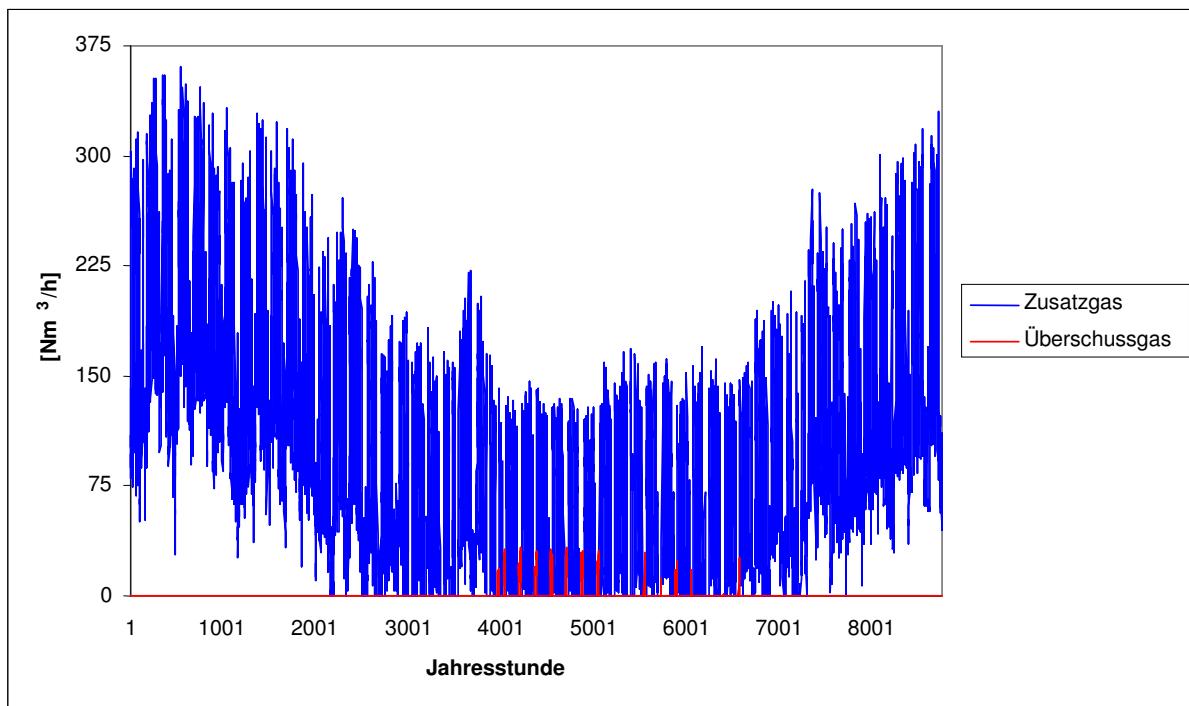


Abbildung 82: Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Gemischten Gebiets“ bei geringem biogenem Deckungspotenzial

Abbildung 83 stellt den Jahresgang der Speicherentnahme für einen Speicher mit einer maximalen Kapazität von 400 m^3 Erdgasäquivalent dar.

Für eine Speicherkapazität von 400 m^3 Erdgasäquivalent liefert die Simulation die in Tabelle 19 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 19: Simulationsergebnisse „Gemischtes Gebiet“ mit geringem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 400 m³

Parameter	Jährl. Menge [m ³ /a]	Stunden-mittel-wert [m ³ /h]	Verhältnis zum Ge-samtverbrauch [%]
Gesamtverbrauch m _{Verbrauch}	1.138.800	130	100
Biogaserzeugung m _{Biogaserzeugung}	284.591	259,95	25
Biogasüberschuss m _{Biogasüberschuss}	2.527	0,29	0,2
Zusatzgasbedarf m _{Zu-satzgas}	856.736	97,80	75,2
Speicherentnahme m _{Biogasspeicher}	10.526	1,20	0,9
Biogasdirektverbrauch m _{Biogasdirektverbrauch}	271.538	31,00	23,8

Es wird ein biogener Deckungsgrad von rund 25 % erreicht. Mit dem Speicher wird fast die gesamte Überproduktion des Biogases, die in den warmen Monaten und zwar an deren Wochenenden zustande kommt, wieder in das Mikronetz eingespeist.

Die prozentuelle Änderung des biogenen Deckungsgrades in Abhängigkeit von der Speicherkapazität ist in Abbildung 84 dargestellt. Eine Vergrößerung der Speicherkapazität von 0 m³ auf 800 m³ führt zu einer Verringerung des Biogasüberschusses von 13.078 m³ (1,2 % des Gesamtverbrauchs) auf 0 m³.

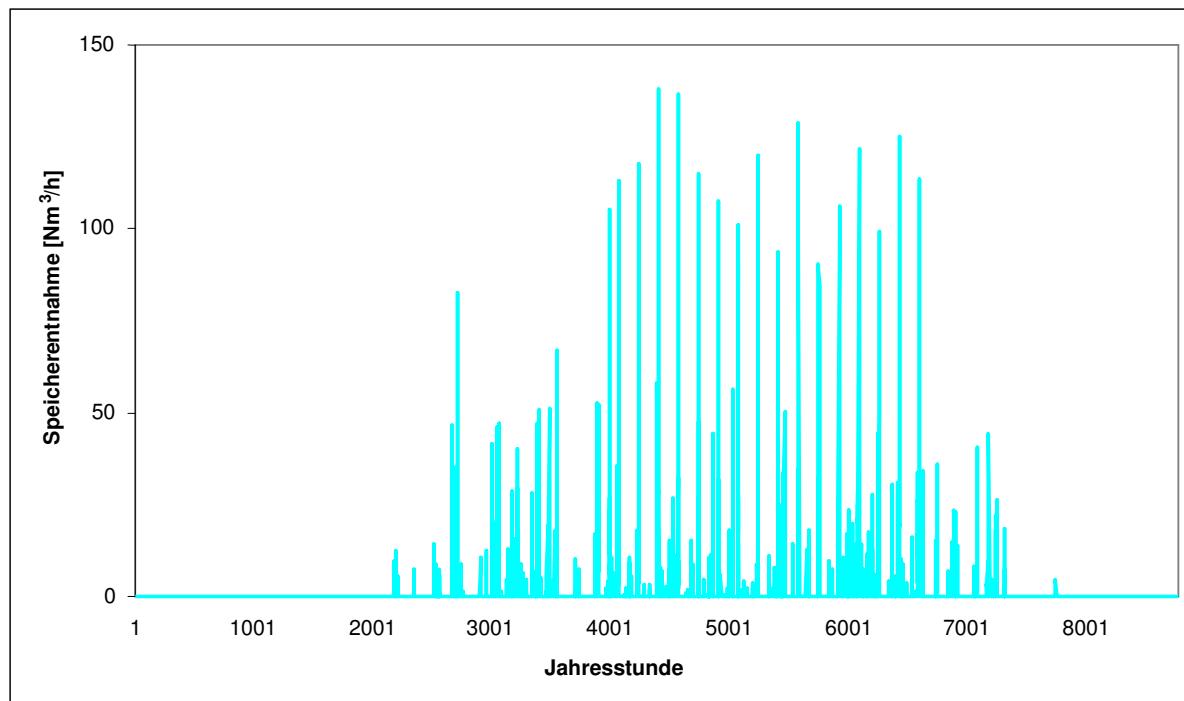


Abbildung 83: Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 5 und 6 bei geringem biogenem Deckungspotenzial

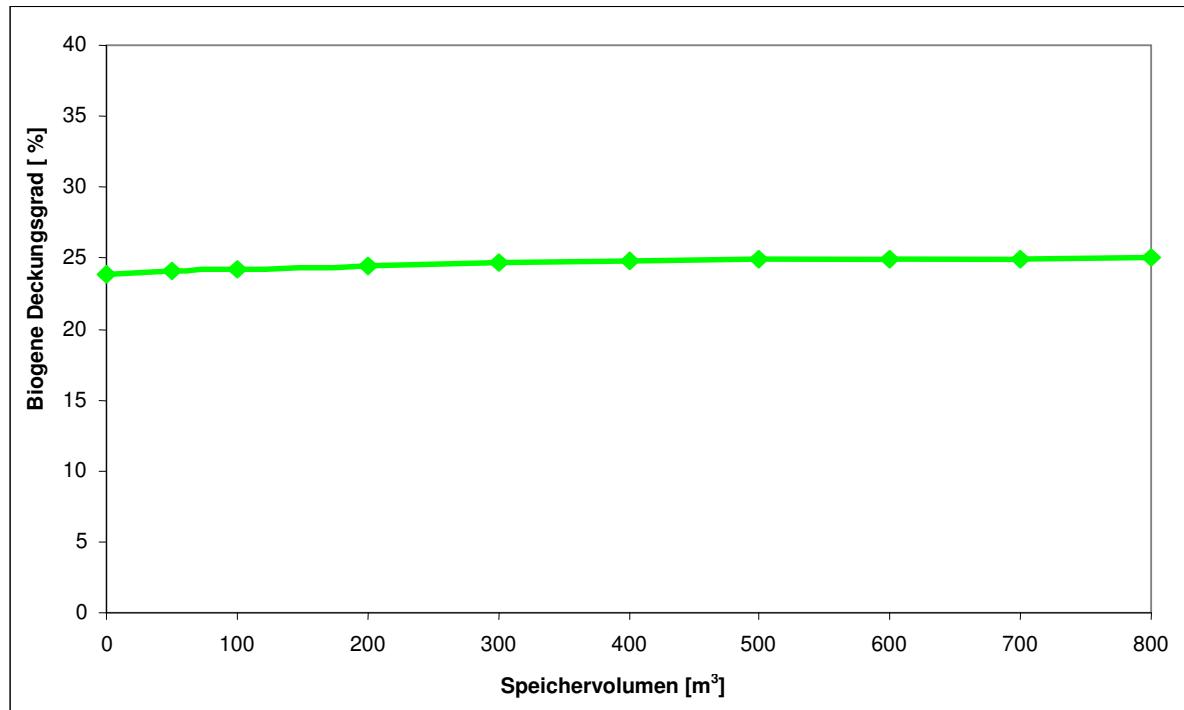


Abbildung 84: Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 5 und 6 bei geringem biogenem Deckungspotenzial

6.5 Conclusio Simulation

Das Simulationstool wurde entwickelt, um das Zusammenwirken der Verbraucherstrukturen mit den Erzeugungsprofilen unterschiedlicher Biogas-Mikronetzstrukturen zu analysieren. Es stellt die Jahreslastgänge des Zusatz- und Überschussgases dar. Durch die Eingabe unterschiedlicher Speichergrößen werden die daraus resultierenden Veränderungen des Zusatz- und Überschussgases visualisiert. Der Einfluss des Lastmanagements auf die Jahreslastgänge des Zusatz- bzw. Überschussgases kann jedoch mit dem Simulationstool nicht dargestellt werden.

In Abhängigkeit von den jeweiligen Verbrauchern übernimmt der (Biogas-)Speicher unterschiedliche Funktionen. Besteht die Verbraucherstruktur nur aus (privaten) Haushalten ist der Speicher in den warmen Monaten mit Gas gefüllt und steht in den kalten Monaten (fast) leer. In diesem Fall gewährleistet der Speicher die Versorgungssicherheit beim Ausfall der Anlage während der warmen Monate. Bei Biogas-Mikronetzen, die gewerbliche Verbraucher aufweisen, übernimmt der Speicher eine dynamische und aktive Rolle für die Versorgung der Abnehmer. Der Speicher wird außerhalb der Öffnungszeiten, an Wochenenden und an Feiertagen, mit Überschussgas befüllt. Das gespeicherte Biogas wird dann während der Öffnungszeiten der Gewerbe im Bedarfsfall eingesetzt. Bei einer gemischten Verbraucherstruktur aus Haushalten und Gewerbe steigt die Dynamik des Biogasspeichers mit dem Anteil des Gewerbes am Gesamtverbrauch.

Für die Speicherung der Gasüberschüsse im Sommer können bei hohem und mittlerem biogenem Deckungspotential im Mikronetz, Mitteldruckspeicher oder Flüssigmethantanks verwendet werden. Diese Speichertechnologien können aber nur bei der Gasaufbereitung auf die Erdgasqualität angewandt werden.

Bezug nehmend auf diese gewonnenen technischen Erkenntnisse aus der Simulation und einer künftigen Wirtschaftlichkeitsanalyse können so die optimierten Auslegungsformen der Netztopologien im weiteren Arbeitsverlauf festgelegt werden.

7 Lastmanagement

7.1 Allgemein

Ziel dieses Kapitels ist, aufbauend auf den möglichen Varianten des Lastausgleichs (Kapitel 5: Erzeugungs- und Lastprofile) deren technische und finanzielle Machbarkeit zu überprüfen. Es wurde untersucht, welche Möglichkeiten des Lastmanagements in einem Biogas-Mikronetz am zweckmäßigsten und kostengünstigsten umgesetzt werden könnten. Dabei wurde auch auf die Kombination mehrerer Maßnahmen eingegangen, um tageszeitliche wie auch saisonale Lastschwankungen auszugleichen. Diese Maßnahmen wurden sowohl von Seite der Gasaufbringung, als auch von der Verbraucherseite betrachtet.

7.2 Flüssigmethanspeicher

Methan geht bei einer Temperatur von -161,7°C in einen flüssigen Aggregatzustand über. Dieses als LNG (Liquefied Natural Gas) bezeichnete Gas wird vor allem für Transportzwecke (in Tankschiffen) verwendet, da das Volumen des Methans durch die Verflüssigung auf ca. 1/600stel des ursprünglichen Volumens schrumpft. Um Biogas auf diese Weise zwischenspeichern, ist eine Aufbereitung auf Erdgasqualität mit einem Methangehalt von 99,95 % erforderlich. Entscheidend ist dabei die Entfernung von CO₂ und Wasser, da diese Bestandteile während der Abkühlung andernfalls zu Eisbildung führen (MÜNZBERG 2000). Um das Gas auf die erforderlichen Temperaturen abzukühlen, werden dabei ca. 0,75 kWh/m³ Biometan (entspricht ca. 7,5 % der im Gas enthaltenen Energie) an Energie für die Kühlung des Gases aufgewandt. Der gesamte Energieverbrauch für die LNG-Transportkette mittels Tankschiffen beträgt etwa 12 % der transportierten Energie und ist somit vergleichbar mit dem Leitungstransport über 4.000 km. Jedoch spielt beim LNG-Transport die Transportdistanz eine vergleichsweise geringe Rolle, da der größere Teil des Energiebedarfs zur Verflüssigung und anschließend Wiedervergasung benötigt wird (GVM-AG 2008).

Gastankschiffe verfügen über spezielle, isolierte Ladungstanks, in denen das verflüssigte Erdgas an seinem Siedepunkt über längere Zeit ohne aktive Kühlung gelagert werden kann. An die Tanksysteme dieser Schiffstypen werden hohe technische Anforderungen gestellt. Während des Transportes soll möglichst wenig Ladung verdampfen. Weiters muss das System so zuverlässig sein, dass die Stahlstruktur des Schiffskörpers nicht mit dem tiefkalten Gas bzw. LNG in Berührung kommt. Handelsüblicher Schiffsbaurostalh würde sofort versprüden und zerstört werden. Als Ladungsbehältersysteme haben sich prinzipiell zwei Konzepte bewährt: Kugeltanks als selbsttragende, unabhängige Tanks sowie Membrantanks.

Anlagen zur Verflüssigung von Erdgas, dargestellt in Abbildung 85, werden vor allem in großindustriellem Maßstab für Mengen von mehreren hunderttausend Normkubikmetern pro Stunde gebaut. Folgende Verfahren kommen dabei zur Anwendung (LINDE ANLAGENBAU 2008):

- SFMR-Prozess (Single Flow Mixed Refrigerant = einfacher Gemischkreislauf)
- CC-Prozess (Classical Cascade = klassische Kaskade)
- C3/MR-Prozess (Gemischkreislauf mit Propanvorkühlung)
- DMR-Prozess (Dual Mixed Refrigerant = Doppel Gemischkreislauf)
- MFC®-Prozess (Mixed Fluid Cascade = Gemischkaskadenkreislauf)
- Stickstoff-Expander-Prozess



Abbildung 85: Ergasverflüssigungsanlage (LINDE ANLAGENBAU 2008)

Im kleineren Maßstab sind Forschungsprojekte im Laufen, Methan aus dezentralen Biogasanlagen oder Deponien zu verflüssigen, um dieses als Treibstoff zu verwenden. Die innovative Kombination von Destillationsprozess, Kryotechnik (mit Temperaturen bis zu 100 °K) und Mikrosystemtechnik ermöglicht die Trennung von Methan und CO₂ mit Produktreinheiten von >99,95 %. Das Flüssigmethan wird in superisolierten Kryotanks unter Normaldruck bei minus 161 °C gespeichert. Isolierte Kryotanks bestehen aus einem metallischen Innen- und Außenbehälter, wobei der innere Tank mit Metallfolien und Glaswolle isoliert und der Zwischenraum zusätzlich evakuiert ausgeführt ist. Das CO₂ wird ebenfalls in Druckbehältern (20 bar bei Raumtemperatur) bis zur weiteren Verwendung zwischengelagert. Die F&E-Anlage (ECB ENVIRO Berlin) mit einer Kapazität von 80 m³ Biogas pro Stunde erzeugt insgesamt ca. 150 t LNG/a. Bis zu 100 t können in Kryotanks aus der Serienproduktion gespeichert werden (ECB ENVIRO Berlin AG 2000, SABOWA GmbH). Dieses Flüssigmethan könnte in Zukunft für die Nachspeisung in Biogasnetzen eine Rolle spielen, derzeit ist es allerdings noch Gegenstand von Forschungsprojekten.

7.2.1 Einspeisung von Flüssigmethan in Biogas-Mikronetze

Die Arbeitshypothese für die Verwendung von Flüssigmethan im Hinblick auf das Lastmanagement lautete: Biogasanlagen liefern in der Regel eine Bandlast über das gesamte Jahr, da sie kontinuierlich betrieben werden. Die Gasverbrauche im Biogasnetz unterliegen in der Regel verschiedenen Lastkurven. Da der überwiegende Teil des Biogases für Heizzwecke verwendet wird, ist der Gasbedarf im Winter hoch und im Sommer gering bis nicht vorhanden. Eine Biogasanlage könnte in so einem Mikronetz die Grundlast liefern, im Winter muss die Spitzenlast über verschiedene Lösungen abgedeckt werden. Bei Mikronetzen als Inselbetrieb wäre es aus Sicht des Netzbetriebes sinnvoll, Methangas durch Verdampfen von Flüssigmethan in das Gasnetz einzuspeisen. Diese Möglichkeit könnte in Zukunft interessant werden, einzelne Gasversorger beschäftigen sich mit dem Thema Flüssigmethan in internen Forschungsprojekten (STEIRISCHE GAS-WÄRME 2008).

7.2.2 Betriebs- und Investitionskosten von Flüssigmethanspeichern

Die Firma Hamworthy Gas Systems ist spezialisiert auf Verfahren zur Herstellung von Verflüssigungssystemen von Liquefied Natural Gas (LNG). Sie unterscheiden hierbei drei Anlagengrößen, wobei sie sich auf die Herstellung von Mini- und Kleinanlagen spezialisiert haben. Tabelle 20 gibt hiezu einen Überblick über verschiedene Anlagengrößen.

Tabelle 20: Anlagengrößen für die LNG-Produktion (HAMWORTHY GAS SYSTEM 2008)

Anlagentyp	LNG-Produktion [t/o/d]
Mini-Anlage	1 - 50
Kleinanlage	50 - 500
Grundlastanlage	4.000 - 14.000

In Norwegen wurde die erste freistehende LNG-Kleinanlage „Snurrevarden“ in Nordeuropa errichtet (Abbildung 86). Diese Anlage verfügt über eine Produktionskapazität von ca. 60 t LNG pro Tag und über eine Speicherkapazität von rund 250 m³ LNG. Dieser Speicher wird mit einem Arbeitsdruck von rund 1,25 bar betrieben und verfügt über eine Abdampfungsrate von ca. 0,08 % pro Tag. Sie ging im März 2003 in Betrieb und verfügt nach HAMWORTHY GAS SYSTEM (2008a) über fünf Prozessstufen:

- Trocknung,
- CO₂-Entfernung,
- Vorkühlung,
- Entfernung schwerer Kohlenwasserstoffe und
- Verflüssigung.

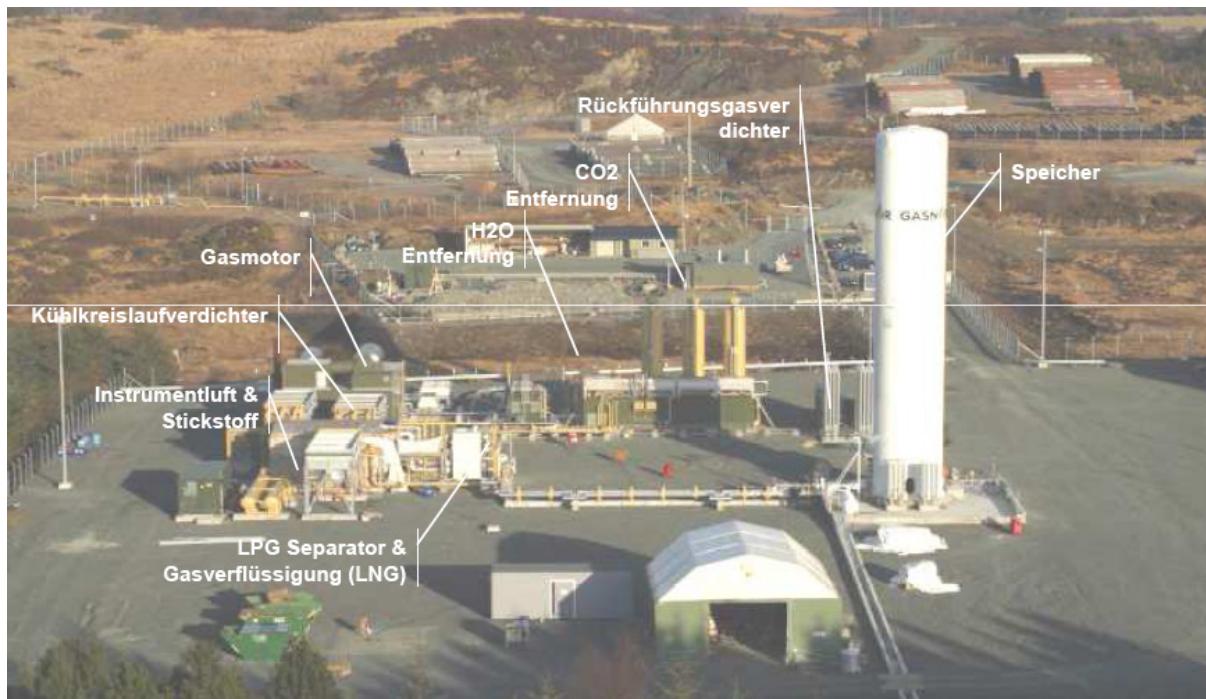


Abbildung 86: LNG-Anlage Snurrevarden (HAMWORTHY GAS SYSTEM 2008a)

Hamworthy Gas Systems wird weiters im Jahr 2008 eine Pilotanlage für eine Mini-Anlage mit einer Kapazität von rund 15 t/d errichten. Diese Mini-LNG-Anlagen sind geplant für Gebiete ohne Erdgaspipelineanschluss. Das Gas kann daher entweder aus örtlichen Vorkommen oder aus Deponien stammen. Abhängig von der Herkunft kann es sein, dass das Gas vorbehandelt werden muss (HAMWORTHY GAS SYSTEM 2008b). Zukünftig werden Investitionskosten für eine derartige Mini-LNG-Anlage (ohne Speicher) von rund 2,5 bis 3 Mio. € erwartet. Für einen Speicher im Bereich von 20 – 80 m³ wurde ein Richtpreis von rund 2.500 €/m³ genannt (KUNERT 2008). Ebenso entwickelt die RWE AG derzeit eine derartige Mini-LNG-Anlage mit einer Leistung 6 t/d, einem Speicher von 250 m³ LNG und Investitionskosten von ca. 5 Mio. €. (RWE AG 2008)

7.2.3 Conclusio der Flüssigmethanspeicherung

Flüssiges Methan wird als LNG derzeit hauptsächlich für den Überseetransport in speziellen Tankschiffen verwendet. Dabei werden sehr große Mengen von verflüssigtem Erdgas transportiert. Im mengenmäßig kleineren Maßstab konnte als Anbieter für LNG die Firma Thermogas- und Gerätevertriebs GmbH in Stuttgart ermittelt werden. Der Verkaufspreis exklusive Transportkosten beträgt in etwa 995 €/t (1,21 €/m³) in den Monaten März bis einschließlich Oktober und rund 1.845 €/t (2,25 €/m³) (inkl. Winterzuschlag) für November bis einschließlich Februar (THERMOGAS 2008).

7.3 Speichermöglichkeiten von Biogas

Grundsätzlich gibt es bei der Gasspeicherung vier Druckbereiche. Diese sind

- drucklos,
- Niederdruck,
- Mitteldruck und
- Hochdruck.

In Tabelle 21 werden diese Speichertypen detailliert beschrieben.

Tabelle 21: Druckbereiche der Biogasspeicherung (KLINSKI 2006)

Druckbereich	Betriebsdruck [bar]	Speichergröße [m³]	Speicherausführung
Drucklos	0 - 0,005	10 - 2.000	Ballon- / Folienspeicher
Niederdruck	0,005 - 0,05	100 - 2.000	Doppelmembranspeicher
Mitteldruck	5 – 100	1 - 1000	Stahl- Druckbehälter
Hochdruck	200 – 300	0,1 - 0,5	Stahlflaschen

7.3.1 Drucklose Gasspeicher

Drucklose Speicher werden bereits standardmäßig in Biogasanlagen eingesetzt, um kurzzeitige Schwankungen im Bereich mehrerer Stunden aufzunehmen und zu puffern. Dadurch werden die natürlichen Schwankungen in der Gaserzeugung aus der Biogasanlage ausgeglichen. In der Gasverwertung wird eine gewisse Flexibilität erreicht, z.B. im Ausgleich von Tageslastkurven in Mikronetzen oder bei der Verstromung. Bei den drucklosen Gaspeichern erfolgt die Speicherung nur durch Änderung des Volumens des Gasspeichers. Hauptsächlich werden Zelt- oder Kuppelkonstruktionen direkt über dem Fermenter (Foliendächer) oder Ballon- bzw. Membranspeicher eingesetzt. Der Bau dieser Speicher ist Stand der Technik.

7.3.1.1 Folienbedachungen

Foliendächer können als Folienhaube oder als Foliendach ausgeführt sein. Bei Folienhauben (vgl. Abbildung 87) wird der Fermenter mit einer Holzkonstruktion abgedeckt, einer Isolierung versehen und eine Folie gasdicht aufgebracht. Das Foliendach (vgl. Abbildung 88) wird im Gegensatz zur freitragenden Folienhaube mit einer Mittelstütze getragen. Diese kann als Teleskopstütze ausgeführt und dadurch in der Höhe variierbar sein. Durch die Verwendung einer Mittelstütze sind derartige Foliendächer auch für sehr große Spannweiten geeignet (BAYERISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT 2007).

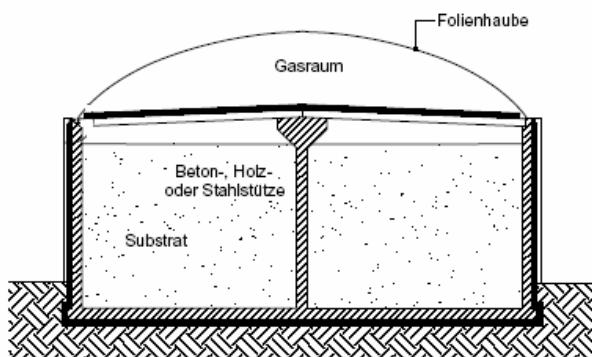


Abbildung 87: Folienhaubengasspeicher (BAYERISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT 2007)

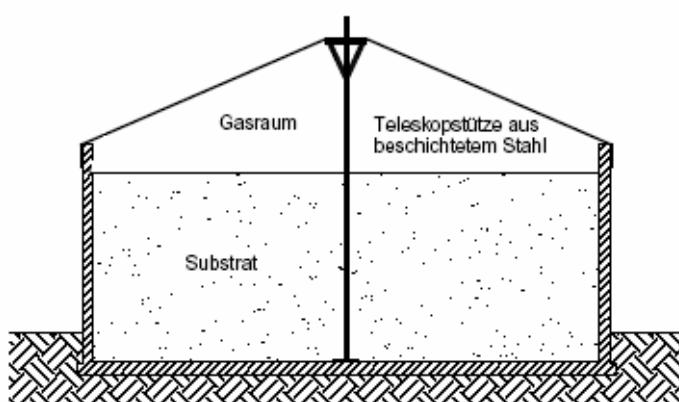


Abbildung 88: Foliendachspeicher mit Teleskopstütze (BAYERISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT 2007)

Die Investitionskosten für Foliendächer für eine Biogasanlage mit einer Leistung von etwa 500 kW_{el} betragen je nach Ausführung bis zu 20.000 €. Daraus ergeben sich spezifische Kosten je m³ Gasspeichervolumen von etwa 40 bis 80 €/m³ bei einem Biogasspeichervolumen von etwa 800 - 1.000 m³.

7.3.1.2 Ballonspeicher

Ballonspeicher bestehen aus einer Lage hochreißfestem, beidseitig PVC-beschichtetem Textilgewebe und können in unterschiedlichen Formen und Abmessungen hergestellt werden (Abbildung 89). Sie sind gut geeignet, wenn die Füllmengen und damit der Gasdruck nicht allzu stark schwanken. Die Gassäcke werden mit Führungsschienen und Abspannungen befestigt. Durch einfache Selbstbaukonstruktionen kann die Funktion dieser Lagerkonzepte optimiert werden. Belastungsrohre sorgen bei einem schlauchförmigen Sack für gleichmäßige Entleerung. Für das Gaskissen lässt sich mit einer Rahmenkonstruktion über ein Gewicht der gleiche Effekt erzielen. Einfache Schutzdächer verhindern Beschädigungen der Membrane und garantieren Witterungsschutz. Die Ballonspeicher können zylindrisch, in Kissen-

form sowie als drucklose Ausgleichsbehälter oder mit Niederdruck durch Belastungsgewichte ausgeführt werden (SATTLER AG 2007).

Speziell bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen sind durch die Umstellung des Betriebes nach dem Slogan „vom Landwirt zum Energiewirt“ oft Gebäude verfügbar, die nicht mehr landwirtschaftlich genutzt werden (z.B. Stallungen, Scheune). In diesen Fällen ist es auch möglich, Folienspeicher (Ballonspeicher) in ein verfügbares Gebäude zu integrieren. Der Ballonspeicher unterscheidet sich vom Membranspeicher nur dadurch, dass die gesamte gasberührte Fläche aus einer geeigneten Folie besteht. Der Ballon wird geschützt gegen Witterungseinflüsse und gegen mechanische Beschädigungen entweder in einem Schutzbahälter oder in einem bestehenden Gebäude aufgehängt. Ähnlich wie bei einem Luftballon dehnt sich hier die Folie mehr oder minder aus. Da der Ballonspeicher drucklos ausgeführt ist, muss die Entnahme des Gases mittels Entnahmegeräte erfolgen.



Abbildung 89: Ballonspeicher (SATTLER AG 2007)

Die spezifischen Investitionskosten für einen solchen Ballonspeicher betragen zwischen 140 €/m³ (LIPP GmbH) und 180 €/m³ (MUCHE KLÄRANLAGEN GMBH 2008b) bei 500 m³ Speichergröße. Die Betriebskosten können als sehr gering beziffert werden, da lediglich ein Gebläse betrieben werden muss, welches das Gas in den Ballon befördert. Der Nachteil dieser Speichervariante ist die geringe Energiedichte, dh. große Volumen bei einer sehr geringen gespeicherten Energiemenge, wodurch diese Möglichkeit nur für den Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen (Stunden, Tag/Nacht bis zu einem Tag) geeignet ist.

7.3.2 Niederdruckspeicher

Im klassischen Fall des Niederdruckgasspeichers wird der Druck durch das Gewicht der Ballastscheibe bestimmt (Abbildung 90 und Abbildung 91). Strömt das Gas in einen Niederdruckballastspeicher, so muss das Gewicht der Ballastplatte gehoben werden. Der Raum, in

den das Gas einströmen kann, ist somit zunächst begrenzt. Das Gas verdichtet sich und es baut sich ein Druck auf, der geringfügig größer ist als die Gegenkraft aus der Ballastplatte. Nachströmendes Gas hebt dann die Platte an und der Speicher füllt sich.

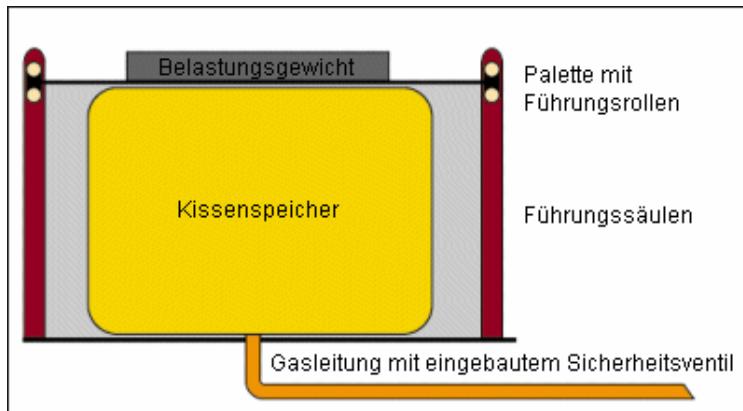


Abbildung 90: Schematische Darstellung eines Ballonspeichers als Niederdruckspeicher (SATTLER AG 2007)

Bei der Entnahme von Gas aus dem Speicher drückt das Gewicht der Platte als Kraft auf das Gas. Somit bestimmt die Auflast der Platte den Druck des entweichenden Gases.

Da das Gasnetz ein kommunizierendes System ist, ist der Gasdruck dann sowohl im Faulbehälter als auch bei den Verbrauchern im Grunde gleich, wenn die unvermeidlichen Druckverluste in den Rohrleitungen unberücksichtigt bleiben (MUCHE - KLÄRANLAGENBAU 2008a).



Abbildung 91: Niederdruckspeicher (MUCHE - KLÄRANLAGENBAU 2008a)

Die spezifischen Investitionskosten je m^3 Speicherinhalt dieser Speichersysteme liegen je nach Ausführung zwischen 200 und 250 €/ m^3 . Damit weist diese Art der Speicherung etwas höhere Kosten als Membranspeicher auf. Allerdings fallen bei diesen Speichern beinahe

keine Betriebskosten an. Da das Ein- und Ausströmen des Gases in den Speicher automatisch erfolgt, wird kein Gebläse benötigt. Die Speicher sind in Standardgrößen, abgestuft bis ca. 3.000 m³ erhältlich. Darüber hinaus als maßgefertigtes System (MUCHE-KLÄRANLAGENBAU 2008b). Eine Herstellerliste von Niederdruckgasspeichern befindet sich im Anhang Kapitel 20.2.2.

7.3.2.1 Membranspeicher auf Fermenter

Membranspeicher werden in verschiedenen Ausführungsvarianten hergestellt. Grundsätzlich wird das Gas in einem Speicherraum, welcher mittels einer gasdichten Membrane von der Umgebung getrennt ist, gelagert. Die Aufstellung dieser Speicher kann sowohl direkt über dem Fermenter (Tragluftdach) sowie auch extern als eigene Konstruktion erfolgen. Die Entnahme von Gas aus dem Membranspeicher muss daher mit einem Gebläse erfolgen, das den Außendruck auf die Membran erhöht und so das Gas aus dem Behälter drückt.

In vielen Fällen wird ein Gasspeicher auf dem Fermenter der Biogasanlage aufgesetzt. Dieser Speicher ist je nach Ausführung in der Lage, die Gasproduktion der Anlage von etwa 2 – 5 Stunden zwischenzuspeichern. Als Lastausgleichspeicher ist dieses System also nur bedingt geeignet, da die Speicherfähigkeit für einen Lastausgleich über einen längeren Zeitraum zu gering ist. Konstruktiv stehen 2-schalige Kuppel- oder Zeltkonstruktionen zur Verfügung. Die Außenhülle besteht aus einer witterfesten Folien-Abdeckung, im Innenraum befindet sich eine flexible Gasmembrane, die dicht mit der Fermenterwand verbunden ist. Die Gasmembrane hängt frei im Gasraum und passt sich an das zu speichernde Gasvolumen flexibel an. Zwischen beiden Folien wird mit einem Gebläse Stützluft eingeblasen. Das Absinken der Gasmembrane auf den Substratspiegel wird durch eine Mittelstütze oder ein Schnurgerüst verhindert (vgl. Abbildung 92). Durch diese 2-schalige Bauweise wird eine hohe Betriebssicherheit und Lebensdauer erreicht. Die Konstruktionen sind nach den gängigen Normen geprüft und zertifiziert, die Lösungen sind kostengünstig.

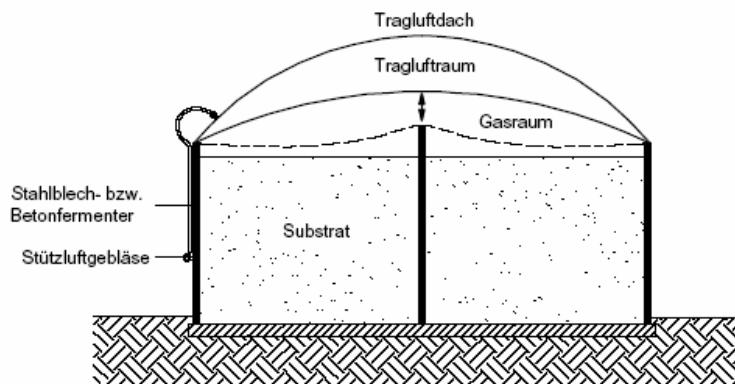


Abbildung 92: Tragluft-Membranspeicher auf Fermenter (BAYERISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT 2007)

Eine weitere Möglichkeit der Biogasspeicherung ist die ein- oder zweischalige Abdeckung für Fermenter, Nachfermenter und Endlager. Zwei Varianten davon sind in

Abbildung 93 und **Abbildung 94** dargestellt. Je nach Bedarf an Biogasspeichergröße kann die Dachneigung (23° oder 40°) variiert werden. Das Membranmaterial besteht aus beidseitig PVC-beschichtetem Polyestergewebe und ist resistent gegenüber UV-Strahlung, Witterungseinflüssen, Pilz- und Mikrobenbefall. Es ist flexibel und gleichzeitig äußerst robust. Bei der zweischaligen Dachvariante hebt und senkt sich die Innenmembrane je nach Füllmenge. Sie ist von der schützenden Außenmembran umgeben. Eine Klemmung dieser Membrane an der Außenwand des Behälters sorgt für den dichten Abschluss. Die Biogasentnahme kann über einen speziellen Serviceschacht erfolgen. Dieser kann auch als Plattform für ein Tauchmotorrührwerk oder zur Feststoffbeschickung dienen, dargestellt in

Abbildung 93 (SATTLER AG 2007).



Abbildung 93: Zweischaliges Biogasdach mit verschiedenen Serviceschächten für die Feststoffbeschickung und für Mixer (SATTLER AG 2007)

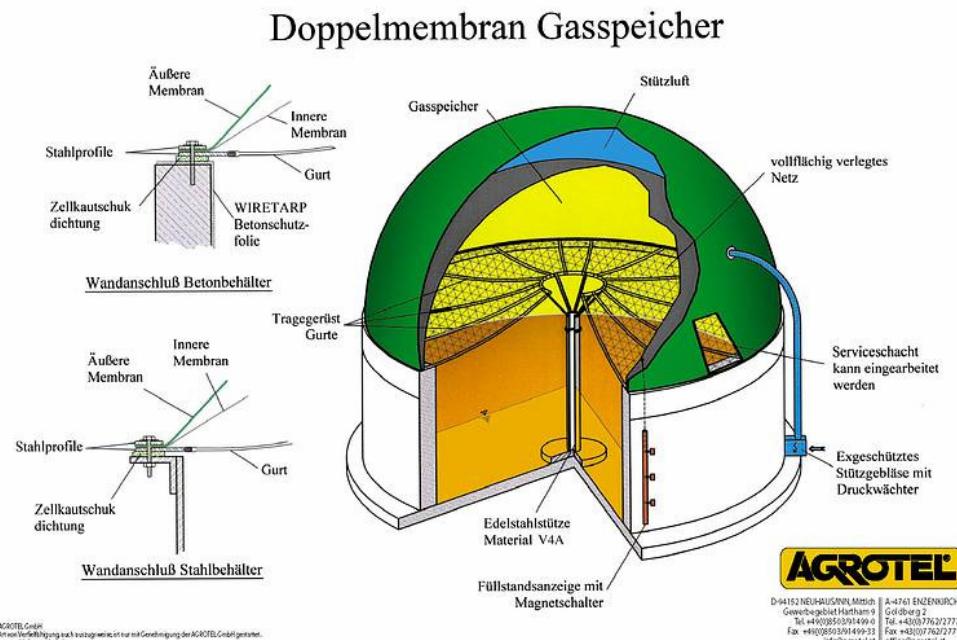


Abbildung 94: Doppelmembranspeicher über Fermenter (AGROTEL 2008)

Die Investitionskosten dieser Systeme hängen sehr stark von der Fermentergröße und der zu erwartenden Gasmenge ab. Für Standard-Biogasanlagen mit 500 kW_{el} betragen die Kosten für Doppelmembranspeicher in Zelt- oder Kuppelform zwischen 30.000 und 50.000 €. Spezifische Kosten je m³ Speicherinhalt liegen im Bereich von 50 bis 100 €. Aufgrund der Tatsache, dass der Fermenter aber ohnedies eine Decke oder Dachkonstruktion benötigt, müssen die Investitionskosten für diese Zelt- oder Kuppelkonstruktionen in Relation zu einer fixen Dachkonstruktion betrachtet werden, die eingespart wird. Daher sind diese Systeme für Kurzzeitspeicher sehr günstig und weit verbreitet.

7.3.2.2 Externe Membranspeicher

Die Außen- bzw. Stützkonstruktionen dieser Membranspeicher werden mit verschiedenen Konstruktionen (Stahlblechkonstruktionen, Außenmembrane etc.) hergestellt. Der gängigste Typ ist der Doppelmembran-Biogasspeicher, welcher in Abbildung 95 dargestellt ist. Nach Herstellerangaben sind diese Biogasspeicher wartungsfrei, langlebig, innerhalb weniger Tage montiert und sofort betriebsbereit. Sie sind erhältlich in den Größen von 50 - 5.000 m³ (SATTLER AG 2007). Doppelmembran-Biogasspeicher lassen sich weiters problemlos miteinander verbinden, wenn größere Lagerkapazitäten benötigt werden. Die Speicher können aber auch direkt auf einen Hochbehälter aus Beton, Stahl etc. montiert werden. Auf der gleichen Grundfläche wie zuvor wird nicht nur das Substrat gelagert, sondern direkt darüber auch das Biogas. Zudem dient der aufgesetzte Speicher als gasdichte Abdeckung des Behälters. Damit werden Geruchsemissionen auf ein Minimum reduziert. Doppelmembran-Biogasspeicher lassen sich aber auch direkt in einem nicht mehr nutzbaren Behälter (Silos)

installieren. Die Verankerung erfolgt dabei am Siloboden. Die Fertigung der Speicher richtet sich nach den Behälterabmessungen, damit die Platzverhältnisse optimal genutzt werden (CENO TEC GmbH 2007). Der derzeit größte in Österreich betriebene Doppelmembran-Biogasspeicher hat ein Fassungsvermögen von rund 1.000 m³ und ist in St. Stefan im Rosenthal, in der Oststeiermark, im Einsatz (API 2003).

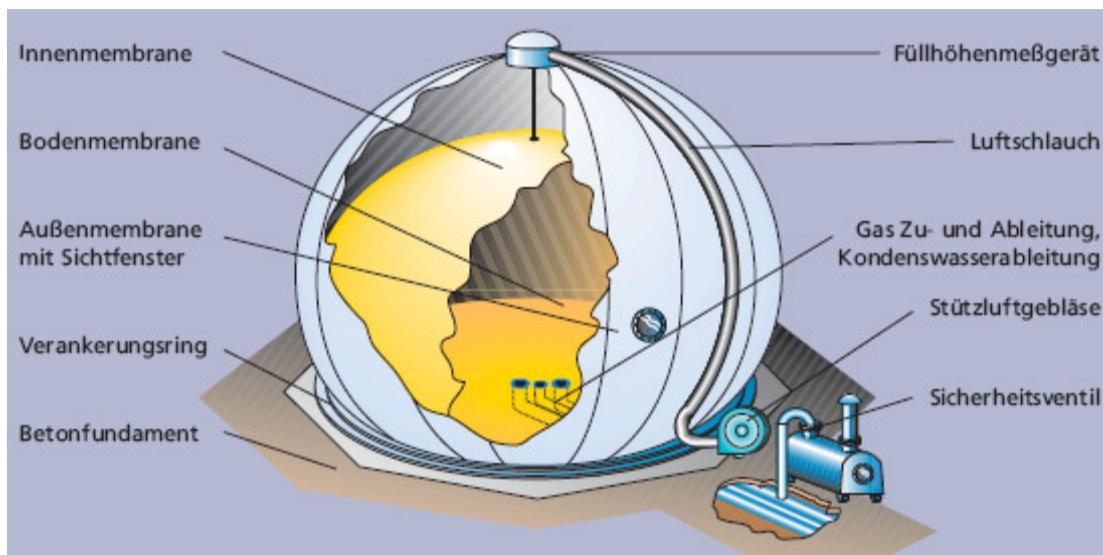


Abbildung 95: Doppelmembran-Biogasspeicher (Sattler AG 2007)

Die Investitionskosten für einen Membranspeicher betragen für ein Speichervolumen von etwa 1.000 m³ etwa 50.000 € (SATTLER AG 2007). Die spezifischen Investitionskosten liegen also bei etwa 50 €/m³ Speichervolumen. Hierin sind alle notwendigen Einbauteile sowie der Membranspeicher enthalten. Membranspeicher werden standardisiert in abgestuften Größen bis 2.000 m³ Speicherinhalt angeboten.

7.3.3 Mitteldruckspeicher

Im Folgenden werden die in der Literatur mit einer sehr großen Bandbreite angegebenen Mitteldruckspeicher beschrieben. Diese können hierfür in einen Druckgasspeicher und in Mitteldruckrohrspeicher unterteilt werden.

7.3.3.1 Druckgasspeicher

Komprimiertes Gas kann in Stahldruckbehältern gelagert werden. Diese Behälter können, im Gegensatz zu Hochdruckbehältern, in verschiedenen Formen hergestellt werden. Eine mögliche Bauart für einen Druckgasspeicher ist in Abbildung 96 dargestellt. Bei Mitteldruckspeicherung gelten ähnliche technische Anforderungen für Verdichtung und Expansion wie bei Hochdruckspeichern. Die Speichergrößen reichen laut Literaturangaben von 1 – 1.000 m³ (EDER, SCHULZ 2006). Es wurden aber bereits Mitteldruckspeicher mit Größen bis zu

25.000 m³ Gasinhalt realisiert. Der Betriebsdruck eines derartigen Speichers sollte maximal 16 bar betragen, da bis zu diesem Druck geprüfte Armaturen, Flansche etc. wesentlich günstiger sind (PANAQUA AG 2008a). Zur Gasverdichtung wird üblicherweise ein einstufiger Kompressor verwendet. Zur Gasentnahme muss ein Druckregler eingesetzt werden (EDER, SCHULZ 2006).



Abbildung 96: Druckgasspeicher (PANAQUA AG 2008b)

Im Zuge der Recherche konnte lediglich ein Schweizer Unternehmen (namentlich die Panaqua AG) eruiert werden, welche diese Speicher im Lieferprogramm hat. Die spezifischen Investitionskosten konnten nicht erhoben werden, da diese laut Aussage des Herstellers sehr differieren und anlagenabhängig sind.

7.3.3.2 Mitteldruck – Rohrgasspeicher

Alternativ zur Errichtung eines oberirdischen Gasdruckspeichers kann das Gas auch in unterirdischen Stahlrohren gespeichert werden. Das Speichervolumen ist hierbei abhängig von den eingesetzten Rohrdimensionen (Länge, Durchmesser, Wandstärke).

Tabelle 22 stellt die zu erwartenden Investitionskosten für einen solchen Rohrspeicher dar (HEAT GmbH 2008). Dieser Speicher besteht aus 6 Rohren mit je 280 m Länge und einem Querschnitt von 1,4 m. Als Rohrmaterial wird in diesem Fall Stahl der Bezeichnung L 485 MB nach DIN EN 10208-2 verwendet. Dieser Stahl kommt auch bei Gaspipelines und ähnlichen Anwendungen zum Einsatz. Ein solcher Erdgasspeicher kann bei einem Gasdruck von ca. 100 bar rund 250.000 m³ Biogas speichern. Insgesamt ergeben sich spezifische Investitionskosten von etwa 27 €/m³ für 100 bar Speicherdruck. Diese spezifischen Kosten können laut Hersteller auch für andere Speichergrößen mit dem gleichen Speicherdruck als Richtkosten herangezogen werden. Bei niedrigerem Druck sinken vor allem die Kosten für den Rohrspeicher, da die Wandstärke verringert werden kann. Jedoch bestehen nach Information der Herstellerfirma über die Verdichtung und Speicherung von Rohbiogas keine Erfahrungen (BRICHTER 2008). Eine Kostenabschätzung konnte daher nicht eingeholt werden, da keine Klarheit hinsichtlich Korrosionsprobleme etc. herrscht. Betriebskosten treten vor allem für die Komprimierung des Gases auf und können abhängig vom Betriebsdruck mit etwa 3 % - 5 % des Energieinhalts des verdichteten Gases geschätzt werden.

Tabelle 22: Investitionskosten eines Mitteldruck-Rohrspeichers (100 bar) für Erdgas (HEAT GMBH 2008)

Beschreibung	Investitionskosten [€]
6 Rohre; Durchmesser: 1,4 m; Länge 280 m Wandstärke 23 mm	3.500.000
Rohrverlegung inkl. Schweißarbeit	760.000
Kompressoranlage	100.000
Entspannungsanlage	80.000
Korrosionsschutz	300.000
Ultraschallüberwachungsanlage	80.000
Installationsarbeiten	800.000
Schaltschrank	100.000
Bauarbeiten (Gebäude f. Kompressor etc.)	450.000
Sonstige Kosten	630.000
Gesamtinvestition für 2.500 m³ Speichervolumen	6.800.000
Spezifische Investitionskosten für 100 bar [€/m³]	27

7.3.4 Hochdruckspeicher

Hochdruckspeicher sind ebenfalls eine Möglichkeit für die Speicherung von Biogas. Dazu ist die Kompression des Gases mittels Verdichter erforderlich. Die Technologien für Verdichtung und Speicherung des Gases sind am Markt verfügbar. Allerdings ist anzumerken, dass Rohbiogas vor einer Hochdruckverdichtung aufbereitet werden muss (STEIRISCHE GAS-WÄRME GMBH 2008).

Die Investitionskosten für ein „steckerfertiges“ Modul (Hochdruckspeicher) mit einer Speicherkapazität von 1.920 Litern komprimiertem Gas (entspricht etwa 670 Nm³), welches Kompressor, Hochdruckspeicher sowie notwendige Regelungen, sicherheitstechnische Einrichtungen und bauliche Einhausungen beinhaltet, betragen etwa 50.000 €.

Größere Speichermengen sind durch Erweiterung des Gasspeichers bzw. die Einbindung mehrerer Flaschenbündel relativ einfach möglich. Die Mehrkosten fallen dann hauptsächlich für diese Erweiterung an. Die Mehrkosten für ein Speichervolumen von 2.400 Litern betragen etwa 5.000 €. Die Minderkosten für ein Speichervolumen von 800 Litern betragen 6.000 € (BAUER-POSEIDON 2008).

Die spezifischen Investitionskosten für eine Hochdruckspeicherung je m³ Gas betragen daher etwa 64-75 €/Nm³ Gasspeichervolumen. Notwendige Einbauten bzw. Maschinen zur Entspannung des Gases sind in dieser Summe nicht inkludiert. Da die Gasentspannung mittels thermischen Arbeitsmaschinen ein noch wenig verbreitetes Verfahren ist und auch die Anzahl von Unternehmen, die sich mit dieser Technik befassen, gering ist (SOUSA, LAPP

2004), ist eine fundierte Aussage über mögliche Kosten für die Expansion nicht möglich. Deswegen muss die Betrachtung für jedes Projekt separat erfolgen.

7.3.4.1 Verdichter

Als Verdichter (Abbildung 97) kommen üblicherweise mehrstufige Kolben- oder Schraubenverdichter zum Einsatz. Prinzipiell gilt, je größer die Differenz von Anfangs- zu Enddruck, desto mehr Stufen sind für die Verdichtung nötig. Für die Verdichtung von 0 – 10 bar auf einen Enddruck von 200 – 300 bar kommen vier- bis fünfstufige Kompressoren zum Einsatz. Diese Verdichter werden von mehreren Unternehmen angeboten. Die Technologie für die Gasverdichtung ist also vorhanden. Bis 220 bar lässt sich das Gas wirtschaftlich noch gut verdichten, über 220 bar steigt der Aufwand an Energie als auch für die Wartung der Kompressoren stark an und beeinflusst die Wirtschaftlichkeit negativ (STEIRISCHE GAS-WÄRME GMBH 2008).



Abbildung 97: Hochdruck-Gaskompressor (COMP AIR 2008)

Für die Gaskompression von Niederdruck auf 300 bar wird ein Energieaufwand von rund 3 % - 4 % der im Gas gespeicherten Energie aufgewendet. Der Verdichter soll nach Herstellerangaben kontinuierlich betrieben werden, um die Lebensdauer und Wartung zu optimieren (BAUER KOMPRESSOREN 2008). Um einen gleichmäßigen Betrieb des Verdichters zu gewährleisten, muss daher auch eine vorgeschaltete Gasaufbereitungsanlage gleichmäßig arbeiten und von der Menge her auf das Gesamtsystem abgestimmt sein.

Beim Rückströmen des Gases in das Niederdruck-Gasnetz muss das komprimierte Gas wieder auf den Druck der Gasleitung entspannt werden. Das Gas kann dabei über ein Expansionsventil (adiabate Drosselung) auf einen niedrigeren Druck entspannt werden, wobei die Gefahr des Einfrierens des Ventils besteht. Bei dieser Form der Entspannung sinkt die Temperatur des Erdgases um etwa 0,5 K pro bar (Joule - Thomson - Effekt). Bei Entspannung von 300 bar auf den Betriebsdruck eines Biogasnetzes würde das Gas ohne zusätzliche Beheizung sehr stark abkühlen. Um Kondensat- sowie Gashydratbildung und Vereisung

zu vermeiden, muss das Gas also zunächst vorgewärmt werden. Die Gasvorwärmung kann unter anderem durch Heizkessel oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erfolgen. Der dafür notwendige Energieaufwand ist von vielen Faktoren, wie unter anderem Ausströmgeschwindigkeit, Wassergehalt, Temperaturdifferenz etc., abhängig. Die dem Erdgas zugeführte Wärme entspricht bei idealem Wärmeaustauscher der Enthalpieerhöhung des Gasstromes. Die Gastemperatur muss nach der Druckreduzierung allenfalls oberhalb 5°C liegen.

Zur Expansion des Gases können auch Expansionsmaschinen verwendet werden. Dazu können grundsätzlich alle thermischen Arbeitsmaschinen verwendet werden. Die wichtigsten Maschinen, die in der Praxis eingesetzt werden, sind Turbinen, Hubkolben- und Schraubenmaschinen. Diese Maschinen nutzen die Energie des komprimierten Gases zur Stromerzeugung, was energietechnisch durchaus sinnvoll ist. Allerdings ist eine hohe Betriebsstundenanzahl dieser Maschinen für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich. Als Grenzwert kann eine Betriebsstundenanzahl der Expansionsmaschinen von über 8.000 h/Jahr angenommen werden (SOUSA, LAPP 2004).

7.3.4.2 Flaschenbündel

Abbildung 98 stellt einen als Flaschenbündel ausgeführten Hochdruckspeicher dar. Die dabei verwendeten Gasflaschen weisen ein Volumen von 50 – 80 Liter auf. Das aufbereitete Gas wird dabei bei einem Druck von etwa 250 – 300 bar gespeichert. Bei einem Druck von 300 bar verringert sich das Volumen eines Normkubikmeters auf etwa 3 Liter (BAUER KOMPRESSOREN 2008).



Abbildung 98: Hochdruckgasspeicher (BAUER KOMPRESSOREN 2008)

Hochdruckgasspeicher können auch als „mobile“ Speicher verwendet werden. Nach Befüllung kann das Gas auch an netzferne Mikronetze und Anlagen transportiert werden. Die Miete für eine 50 Liter Gasflasche, mit einem Gasinhalt bei 300 bar von etwa 15 m³, beträgt ca. 104 €/Jahr und Flasche. Also umgerechnet rund 7 €/m³ pro Jahr (LINDE GAS GMBH 2008).

7.3.4.3 Biogastankstelle

Die Biogastankstelle als Beitrag zum Lastmanagement in Mikronetzen stützt auf die grundsätzlichen Überlegungen zum Hochdruckspeicher. Hochdruckspeicher sind neben dem Verdichter ein wesentlicher Bestandteil einer Gastankstelle, da für die Betankung von gasbetriebenen Fahrzeugen Druckbereiche von etwa 200 - 220 bar erreicht werden müssen. Die grundsätzlichen Anforderungen an die Gasqualität etc. sind in Kapitel 0 zusammengefasst.

Ein Hochdruckspeicher könnte in diesem Fall zwei Funktionen erfüllen: Erstens als Lastausgleichsspeicher in verbrauchsarmen Zeiten und zweitens als Speicher für die Gastankstelle. Für die Gastankstelle hat der Hochdruckspeicher die Funktion, das kontinuierlich anfallende Biogas aufzunehmen. Auch der Verdichter soll möglichst kontinuierlich betrieben werden, um eine lange Lebensdauer und einen geringen Wartungsaufwand zu erzielen und den Verschleiß zu minimieren. Abnahmeseitig treten bei der Betankung von Fahrzeugen Verbrauchsspitzen auf, da es zu Stoßzeiten beim Tanken kommt. In der Nacht besteht wiederum nur eine sehr geringe Abnahme. Das Betanken der Fahrzeuge muss auch rasch gehen, da sich die Kunden diesen Komfort erwarten. Ausnahmen gibt es beispielsweise in Trollhättan/Schweden, wo eine städtische Busflotte in der Nacht kontinuierlich betankt wird.

Gastankstellen werden als anschlussfertige Module nach den Bedürfnissen der Kunden gefertigt. Speichergrößen und Verdichterleistungen der Tankstellen hängen vor allem von den geforderten Betankungsintervallen und -zeiten ab.

Die Kosten einer Tankstelle nur zur Nutzung von Gas ergeben sich aus den Kosten für den Speicher, Zapfsäule, Verdichter, Installationen und Rohrleitung, wozu auch die baulichen Maßnahmen gehören. Diese Kosten können bei einer Tankstelle mit einem Durchsatz von 100 Nm³/h mit 200.000 € angesetzt werden (KLINSKI 2006). Die Kosten für eine Biogastankstelle sind, abhängig von der Ausführung der Tankstelle, sehr variabel. Abhängig von Ausstattung und Einsatzzweck (öffentliche - nicht öffentliche, welche und wie viele Fahrzeuge werden betankt, Zähleinrichtung ja - nein etc.) können hier sehr große Unterschiede bei den Investitionskosten auftreten.

Laut Aussage eines Gasnetzbetreibers kostet eine komplette Gastankstelle mit zwei Kompressoren mit einer Leistung von je 37 m³ schlüsselfertig ca. 200.000 €. Dazu kommen noch Infrastrukturkosten für die Tankstelle von ca. 60.000 bis 80.000 €. Dazu zählt die gesamte Erschließung einschließlich der Verkehrsflächen, Überdachung und Einbindung in Kassensysteme für die Verrechnung. Nach BALA (2007) betragen die Gesamtinvestitionen für eine Biogastankstelle zwischen 400.000 und 440.000 €.

7.3.4.4 Resümee Hochdruckspeicherung - Biogastankstelle

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass aufgrund der hohen Investitions- und Betriebskosten (für Verdichtung und Expansion) die Verwendung von Hochdruckspeichersystemen aus wirtschaftlichen Gründen nur in Verbindung mit einer Gastankstelle sinnvoll scheint (KLINSKI 2006).

Wird eine Gastankstelle in das Mikronetz integriert, ist eine Gasaufbereitung (=Methan-anreicherung) sowie eine anschließende Verdichtung erforderlich. Um den Hochdruckspeicher auch als Lastausgleichsspeicher zu verwenden, ist es notwendig, die Komponenten (Aufbereitung, Kompressor, Speicher) entsprechend dem gewünschten Speichervolumen und Gasabsatz zu dimensionieren. Eine Herstellerliste von Biogastankstellen und Gaskompressoren findet sich im Anhang Kapitel 20.2.1.

7.3.5 Gasleitung als Speicher

Im folgenden Kapitel soll abgeschätzt werden, ob und zu welchen (finanziellen) Konditionen die Gasleitungen des Mikronetzes als Speicher verwendet werden können.

Gasleitungen werden nach technischen und betriebswirtschaftlichen Kriterien dimensioniert. Die Geschwindigkeit der Gasströmung wird so festgelegt,

- dass nur geringe Druckverluste entstehen und damit ein möglichst geringer Energiebedarf zur Förderung des Gases von der Biogasanlage bis zu den Verbrauchern notwendig ist. Dies wirkt sich positiv auf die Betriebskosten aus.
- dass es zu keiner Schallemission bei Rohrabzweigungen, -verengungen, Armaturen, wie z.B. Absperrungen, eingebauten Messsonden, Drosseln etc. kommt.

Daraus ergeben sich für die Praxis übliche Richtwerte der Strömungsgeschwindigkeit von etwa 2 – 4 m/s. Eine höhere Geschwindigkeit erhöht die Betriebskosten und vermindert die Investitionskosten. Eine niedrigere Geschwindigkeit verringert die Betriebs-, erhöht jedoch die Investitionskosten.

Die Druckregelung eines Versorgungsnetzes erfolgt in einem definierten Bereich, dem Betriebsdruckbereich von z.B. 1,2 bis 1,3 bar(a)⁴. Aufgrund dieser zulässigen Regeldruckdifferenz ist das Gasnetz de facto auch ein Zwischenspeicher. Beim Entnahmedruck von 1,2 bar bis 1,3 bar entspricht das einem verfügbaren Speichervolumen von $0,1 / 1,2 = 8,3\%$ des Gasnetzvolumens.

Weitere Möglichkeiten, das Verteilungsnetz als Speicher zu nutzen, bestehen:

- durch Druckerhöhung bis zum maximal zulässigen Betriebsdruck der Leitungen oder
- durch ein Überdimensionieren der Leitungen.

⁴ Der Druck im Gasnetz richtet sich nach dem erforderlichen Gerätevordruck der ans Netz ange schlossenen Verbraucher. In Österreich beträgt der übliche Gasvordruck in Verbrauchsnetzen 1,2 bis 1,3 bar.

Beide Möglichkeiten kommen in erster Linie für die Gastransportleitungen von der Biogasanlage und/oder weiteren Gasversorgungen zu den Versorgungsgebieten in Betracht. Diese Leitungen können mit geringem Mehraufwand überdimensioniert werden. Die Überdimensionierung der kleinräumigen regionalen Verteilung zu den einzelnen Verbrauchern ist im Verhältnis zum Nutzen kostenaufwendiger.

Gasleitung als Niederdruck-Rohrspeicher

Die Transportleitungen in Mikronetzen „ohne Netzspeicher“ sollten mindestens in dn 110 ausgeführt werden. Der größte Netzspeicher wird in der max. verfügbaren Dimension für Gasrohre dn 315 erreicht, der max. zulässige Druck beträgt 6 bar(ü) (= 7 bar(a)). Für die Kostenschätzung, dargestellt in Tabelle 23, wird von folgenden Werten in € pro Meter Leitungslänge des „Netzspeichers“ ausgegangen (PIPELIFE 2007):

- PE10GAS110x6,3 kostet 14,45 €/m (Gasrohr aus PE, max. zulässiger Betriebsdruck 10 bar, Nenndurchmesser 110 mm, Wandstärke 6 mm)
- PE10GAS315x17,9 kostet 115,00 €/m

Diese Kosten betreffen nur die Lieferung der Rohrleitung ohne Grabungs- und Verlegungsarbeiten.

Die Volumendifferenz pro Meter Leitungslänge zwischen dn 110 zu dn 315 beträgt 0,054 m³/m, die Differenz des Gasvolumens bei max. Druck 0,42 Nm³/m. Unter Berücksichtigung der Kostendifferenz der Leitungsrohre von 100 €/m berechnen sich daraus die spez. Kosten der Gasleitung als Speicher zu 240 €/Nm³ Gas.

Dabei sind nur die Differenzkosten der Rohrleitung berücksichtigt, nicht jedoch die breitere und etwas tiefere Künnette, sowie die erforderlichen Maßnahmen zur Druckreduktion von 6 bar(ü) auf 1,2 bar(a) beim Übergang vom „Speicher“ auf das Versorgungsnetz, wozu entsprechende Druckregelarmaturen installiert werden müssen. Die daraus zu berücksichtigenden Mehrkosten werden mit einem Aufschlag von 20 % (konservative Annahme) angesetzt. Somit betragen die spezifischen Kosten des „Speichers im Rohr dn 315“ ca. 290 €/Nm³ Speichervolumen. Aufgrund dieser hohen Kosten und des geringen speicherbaren Volumens ist die Speicherung im Rohr keine ökonomische Speichervariante im vorliegenden Projekt.

Gasleitung als Mitteldruck-Rohrspeicher

Die Kostenschätzung einer weiteren Variante für einen Mitteldruck Rohrspeicher basiert auf der Annahme der Verlegung eines dn 500 Stahlrohrs auf einer Länge von beispielsweise 300 m in oder neben dem Rohrgraben einer Biogas- Versorgungsleitung.

Die Kosten wurden auf Basis einer Kostenofferte für die Lieferung und Verlegung der Rohrleitung dn 500, Länge 300 m, der Fa. Integral (Referenz: Angebot der Fa. Integral vom 11.05.2008; Angebots Nr.: P0274/M/08) durchgeführt.

Der Betriebsdruck im Speicher beträgt 70 bar, Prüfdruck 105 bar. Die Rohre werden in Längen von 12 m angeliefert und vor Ort verschweißt.

Ergänzend zum Kostenoffert der Fa. Integral sind für den Bauteil des Rohrgrabens bis zur Geländewiederherstellung € 18.900 ca. 63 € pro Laufmeter des Rohrgrabens anzunehmen.

Die Gesamtkosten betragen somit € 201.900. Zusammen mit den Kosten des Bauteils betragen die Gesamtkosten ca. 673 € pro Laufmeter, somit pro 0,19 m³ Speichervolumen, respektive pro Laufmeter Rohr 13,3 m³ Gas-Speichervolumen mit 70 bar. Die spez. Investitionskosten der Gasspeicherung im Stahlrohr betragen somit ca. 50 € / Nm³.

Die doppelt so hohen spezifischen Kosten einer Mitteldruckleitung im Vergleich zum Mitteldruckrohrspeicher erklären sich aufgrund der wesentlichen Unterschiede im Druck (70 gegenüber 100 bar), Querschnitt der Leitung und Speichervolumen (57 m³ gegenüber 2.500 m³).

Tabelle 23: Gasleitung als Speicher

Bezeichnung	Dimension	PE10GAS 110x6,3	PE10GAS 315x17,9	Stahlrohr dn 500
p(ü)	[bar(ü)]	0,2	6	69
p(a)	[bar(a)]	1,2	7	70
d(a)	[mm]	110	315	508
s	[mm]	6,3	17,9	8
d(i)	[mm]	97,4	279,2	500
V(i)-Rohr	[m ³ /m]	0,00745	0,06122	0,19
V-gas	[Nm ³ /m]	0,00894	0,42857	13,3
Kosten	[€/m]	14,45	115	610
Kosten der Grabungsarbeiten	[€/lm]	Nicht bekannt	Nicht bekannt	63
spez. Kosten	[€/Nm ³]	1,616*	268*	50

*Spezifische Leitungskosten exklusive Grabungs- und Verlegungsarbeiten.

Erläuterungen zur Tabelle und den Abkürzungen:

Zur Nomenklatur der Gasrohre: PE10GAS110x6,3: Gasrohr aus PE, max. zulässiger Betriebsdruck 10 bar, Nenndurchmesser 110 mm, Wandstärke 6 mm)

- p(ü), p(a) Überdruck, atmosphärischer Druck
- d(a), d(i) Außen-, bzw. Innendurchmesser des Rohres
- s Wandstärke des Rohres
- V(i) Volumen im Rohr

V-gas Kosten	Gasvolumen im Rohr bei dem Betriebsdruck Kosten pro Laufmeter der Rohrleitung
--------------	--

Tabelle 24 gibt eine Übersicht über verschiedenen Typen von Biogasspeichern und deren Kosten.

Tabelle 24: Preis- und Kostenübersicht von Biogasspeichern

Speicherart	Anbieter	Speichergröße [m³]	Investition [€]	spez. Kosten [€/m³]	Betriebskosten / Kommentar
Drucklose Gasspeicher	Lipp GmbH	500	69.870	140	Betriebskosten sehr gering jährliche Wartungskosten abhängig von Größe etwa € 1.000 bis € 2.000 (SATTLER AG 2008)
	Muche Kläranlagenbau GmbH	500	85.000	170	
	AAT Abwasser- und Abfalltechnik GmbH	500	85.084	170	
	entec biogas gmbh	500	90.000	180	
	Lipp GmbH	1.000	105.690	106	
	AAT Abwasser- und Abfalltechnik GmbH	1.000	119.766	120	
	entec biogas gmbh	1.000	130.000	130	
	Lipp GmbH	1.500	133.380	89	
	Muche Kläranlagenbau GmbH	1.500	135.000	90	
	entec biogas gmbh	1.500	180.000	120	
	Lipp GmbH	2000	169.350	85	
Drucklose Gasspeicher: Einfacher Kissenspeicher	Baur Folien GmbH	570	6.200	11	
Niederdruckspeicher: Tragluftabdeckungen mit integriertem Gas speicher	Baur Folien GmbH	540	29.500	55	
		1050	38.200	36	
		2.000	49.200	25	
Mitteldruck-Rohrspeicher 100 bar	Heat GmbH	60.000	2.000.000	33	ca. 3 bis 5 % des Energieinhals des verdichteten Gases => etwa 0,3 - 0,4 kWh/m³
		125.000	3.800.000	30	
		250.000	6.800.000	27	
Hochdruckspeicher	Bauer – Poseidon Kompressoren	1920	50.000	75	Biogas jährliche Wartungskosten etwa 2 % der Investitionskosten
		2400	55.000	64	
Gasleitung als Speicher (PE-Rohr)	Pipelife	2,67-128	4.350-34.500	14,5-115	Daten Tabelle 23
Gasleitung als Speicher (Stahlrohr)	Integral	13,3	201.900	63	Ca. 5 % d. BE*
FMT Flüssigmethantank (LNG)	Hamworthy 250 m³ LNG	150.000	625000	4,17	Ca. 10 % d. BE*

* BE – Bruttoenergie

7.3.6 Conclusio der Biogasspeichermöglichkeiten

Generell ist anzumerken, dass verschiedene geeignete Speichersysteme für den Lastausgleich bzw. für die Gasspeicherung im Bereich von Stunden bis Tagen erhältlich sind.

Drucklose Systeme als auch Niedrigdrucksysteme stellen eine sehr gute und technisch einfache Möglichkeit dar, Biogas kurzfristig zu speichern und so einen Lastausgleich in der Biogasproduktion und in einem Biogas-Mikronetz zu realisieren. Sie sind als Kurzzeitspeicher geeignet, um Leistungsspitzen auszugleichen bzw. um Biogas in Schwachlastzeiten, z.B. in der Nacht, aufzunehmen. Die Speicherkapazität liegt im Bereich von zwei Stunden bis zu einem Tag. Aufgrund des Speichervolumens und der günstigen Investitions- und Betriebskosten sind die Membran- und Niederdruckspeicher insbesondere für täglichen Lastausgleich im Biogasmikronetz geeignet.

Als saisonale Speicher, die Gasmengen über mehrere Wochen bis Monate speichern können, kommen für Mikronetze hauptsächlich die unterirdischen Rohrspeicher in Frage. Diese Speicher haben einen Betriebsdruck von über 70 bar und können nur das CO₂-freie Biogas (Biomethan) speichern. Insbesondere sind diese Speicher als Teil eines Gasleitungssystems für die Speicherung von Biomethan geeignet. Die spezifischen Kosten pro m³ Speichervolumen liegen bei Mitteldruckspeichern zwischen 30 und 63 €/m³ Speichervolumen. Vergleicht man diese Kosten mit den spezifischen Kosten eines Niederdruckspeichers sind die Investitionskosten bezogen auf m³ gespeichertes Gas beim Mitteldruckspeicher wesentlich geringer als bei drucklosen Speichern oder Niederdruckspeicher. Ein anderer Aspekt der Speichersysteme sind die Betriebskosten bzw. Kosten für die Komprimierung von Biogas oder Biomethan. Diese sind bei den Mitteldruckspeichern wesentlich höher als bei den ND-Speichersystemen.

Die Verwendung von Hochdruckspeichersystemen (200-300 bar) stellt eine sehr kostenintensive Speichermöglichkeit dar. Da bei der Hochdruckspeicherung zusätzlich zu hohen Investitionskosten noch Betriebskosten für Verdichtung und Expansion (Vorwärmung) anfallen, ist eine Hochdruckspeicherung nur in Verbindung mit einer Gastankstelle sinnvoll. Für die Verwertung des Biogases in der Biogastankstelle ist ein Hochdruckspeichersystem notwendig und das Gas wird auf hohem Druckniveau weiterverwendet. Der Einsatz von Hochdrucksystemen zu reinen Speicherzwecken zum Lastausgleich in Gasnetzen ist aufgrund obiger Analysen nicht wirtschaftlich.

Die Gasverflüssigung stellt eine attraktive Möglichkeit für saisonale Speicherung von Biomethan dar. Derzeit wird diese Technologie hauptsächlich in großindustriellem Maßstab eingesetzt. Kleinere Anlagen befinden sich noch im Labor- bzw. Pilotstadium.

7.4 Koppelstation zum Erdgasnetz (Beimischung von Erdgas zum Biogas)

Um Engpässe in der Biogasproduktion zu überbrücken, besteht unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit, Erdgas aus dem Gasnetz des Verteilernetzbetreibers in das Biogas-Mikronetz einzuspeisen. Voraussetzung ist natürlich die Nähe zu einem Erdgasnetz.

Abhängig vom vorherrschenden Druck in der Gasleitung und im Biogasnetz sind verschiedene technische Einbauteile, wie eine Einrichtung zur Druckreduktion (Drosselventil) und eine Gasmengenmessung zu integrieren. Es muss jedenfalls sichergestellt werden, dass es unter keinen Umständen zu einem unkontrollierten Rückstrom von Biogas in das Erdgasnetz kommt. Das Biogas-Mikronetz wird im Bereich 20-100 mbar betrieben. Optimal wäre z.B. eine Nachspeisung aus einem Niederdruck-Gasnetz mit z.B. 6 bar. Bei Nachspeisungen aus einem Gasnetz mit höherem Druckniveau ist der Aufwand für die Druckreduktion und die Anpassung der Erdgasqualität auf die Biogasqualität (50-70 % CH₄) im Mikronetz zu berücksichtigen. Die biogasbetriebenen Gasgeräte der Kunden können lediglich für eine gewisse Bandbreite des Wobbe-Index des Gases eingestellt werden. Aus diesem Grunde ist hier unter Umständen eine CO₂- oder N₂-Beimischung ins Erdgas notwendig, um die Gasqualität in bestimmten Bandbreiten zu halten (vgl. Kapitel 12).

Vorteil der Erdgasbeimischung ist der sehr flexible Betrieb, da Erdgas in großen Mengen zur Verfügung steht und somit für den Lastausgleich bzw. die Erweiterung des Mikronetzes geeignet ist.

Die Nachspeisung von Erdgas in ein örtliches Biogasnetz wurde mit einem Gasversorger eingehend diskutiert. Grundsätzlich wird die technische Machbarkeit als „einfach realisierbar“ eingestuft, da nur Standardarmaturen zum Einsatz kommen. Eventuelle rechtliche Rahmenbedingungen sind abzuklären. Aus Sicht des Gasnetzbetreibers wird aufgrund der Vielzahl von zu lösenden Fragen (unterschiedliche Gasqualitäten etc.) diese Variante grundsätzlich in Frage gestellt. Nach dessen Einschätzung wird es sinnvoller sein, bei Vorhandensein eines Gasnetzes das Biogas aufzubereiten und in das bestehende Erdgasnetz einzuspeisen. Dabei könnte im Vertrieb auf die komplette Infrastruktur des Gasversorgers zurückgegriffen werden (STEIRISCHE GAS-WÄRME GMBH 2008). Die Richtkosten für eine Gasdruckregelstation mit einer maximalen Leistung von 1.000 m³/h belaufen sich auf etwa 150.000 €. Der jährliche Wartungsaufwand dieser Station beträgt etwa 2.800 € (ZARUBA 2008).

7.5 Leistungssteuerung (Modulation) der Erzeugung

Da der Prozess der Biogaserzeugung ein biologischer Prozess ist, welcher größere Zeitspannen zum Starten, Drosseln etc. benötigt, ist eine Steuerung der Gasherstellung nur sehr eingeschränkt möglich. Eine Absenkung der Gasproduktion innerhalb gewisser Grenzen

wäre unter Umständen jahreszeitlich möglich. Dadurch könnte in Zeiten geringeren Bedarfs (z.B. im Sommer) die Gasproduktion auf ca. die Hälfte gedrosselt werden.

Um die Biologie im Fermenter nicht zu irritieren, muss diese Leistungsanpassung in „moderaten Schritten“ und über einen längeren Zeitraum erfolgen. Nicht empfehlenswert ist die Variation der Gasausbeute durch die Änderung der Substratmenge oder Substratqualität, da die Biologie der Biogasanlagen sehr empfindlich auf deren Änderungen reagiert. Durch die Zugabe von schnell abbaubaren Substraten kann einerseits eine kurzfristige Steigerung der Gausausbeute erreicht werden, anderseits drohen derartige Manipulationen mit Störungen der Biologie im Fermenter, die eine Biogasanlage zur Hemmung und sogar zur Stilllegung des Gasproduktion bringen können. Insbesondere ist große Vorsicht bei der Nutzung von Fetten und Substraten aus der Lebensmittelindustrie geboten.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist jedoch anzumerken, dass Biogasanlagen sehr teuer in der Investition sind und dass auch die fixen Betriebskosten hoch sind. Bei den derzeitigen Einspeisevergütungen für Ökostrom muss eine Biogasanlage zur Refinanzierung möglichst kontinuierlich auf Nennlast (über 8.000 Stunden pro Jahr) betrieben werden. Eine Reduktion der Vollbetriebszeiten von beispielsweise 8.000 auf 6.000 Stunden würde bedeuten, dass auch die Einnahmen im selben Ausmaß sinken.

Abschließend sei anzumerken, dass eine Modulation der Biogasproduktion in einer gewissen Bandbreite, vor allem zeitlich (Tag – Nacht), technisch und biologisch möglich ist, allerdings soll diese Vorgangsweise in jedem einzelnen Fall in Zusammenhang mit der Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen betrachtet werden.

7.6 Kombination eines Biomasseheizwerks mit Biogasnetz

In Gebieten, in denen ein Nah- oder Fernwärmennetz vorhanden ist, könnte vor allem im Sommer, wo mit einem Gasüberschuss gerechnet werden muss, das überschüssige Biogas zur Deckung der Grundlast des Wärmenetzes genutzt werden.

In (Biomasse-)FernwärmeverSORGUNGEN besteht oft das Problem, dass im Sommer die erforderliche Wärmeabnahme für den Biomasseheizkessel sehr gering ist. Besonders dann, wenn nur ein Kessel vorhanden ist, der auf die maximale Heizlast ausgelegt ist, wird dieser Kessel im Sommerbetrieb auf sehr geringer Leistung bzw. Glutbetthaltung betrieben. Wird dieser Kessel zur Deckung der geringen Sommerlast verwendet, sinkt der Wirkungsgrad des Kessels aufgrund der Überdimensionierung dramatisch, dies führt auch zu höheren Emissionen. Aus diesem Grund wird bei vielen Heizwerken im Sommer ein kleinerer Ölheizkessel betrieben, der die geringe Wärmemenge in den Sommermonaten erzeugt. In Kombination mit einem Biogasanschluss könnte hier ein Ersatz dieses mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizkessels erfolgen. Das im Sommer im Biogasnetz nicht benötigte Biogas könnte für die Abdeckung des sommerlichen Wärmebedarfs im Wärmenetz genutzt werden.

7.7 Verstromung von Gasüberschüssen

Für die Verstromung von Gasüberschüssen stehen grundsätzlich drei technische Möglichkeiten zur Verfügung – Blockheizkraftwerk (BHKW), Mikrogasturbinen und Brennstoffzellensystemen. Am häufigsten wird allerdings ein BHKW eingesetzt, in dem das Biogas über einen Gasmotor und einen elektrischen Generator zu Strom und Wärme umgewandelt wird.

7.7.1 Blockheizkraftwerk

Eine Verstromung der Gasüberschussproduktion in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) stellt eine denkbare Lösung dar, um die Zwischenspeicherung des Biogases zu vermeiden bzw. zu verringern. Dabei ist allerdings zu bedenken, dass für die Errichtung eines Blockheizkraftwerks relativ hohe Investitionskosten zu erwarten sind (vgl. Abbildung 99). Um diese Investitionskosten zu refinanzieren, muss das BHKW eine entsprechende hohe Laufzeit erreichen, bzw. muss der Strom zu einem anderen, attraktiven Preis verkauft werden. Eine hohe Laufzeit des BHKW steht allerdings im Widerspruch bzw. in Konkurrenz mit einem direkten Gasvertrieb über ein Biogasnetz. Weiters sollte die erzeugte Wärme auch benötigt und genutzt werden.

Beim Betrieb von BHKW mit Biogas kann bei einer Laufzeit von 6.000 bis 8.000 Vollbetriebsstunden eine Lebensdauer des BHKW von 8 Jahren angenommen werden. Diese hohe Anzahl an Vollbetriebsstunden ist auch für den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage notwendig. Allerdings kann die erforderliche Laufzeit für den wirtschaftlichen Betrieb bei Anlagen, die den Schwerpunkt im direkten Gasvertrieb haben, mehr als 8 Jahre betragen. Auch die Nutzung von leistungsschwächeren oder/und gebrauchten BHKW kann in Biogas-Mikronetzen in Frage kommen. Dadurch können die Investitions- und Betriebskosten des BHKW reduziert werden.

In Abbildung 99 sind die spezifischen Investitionskosten für unterschiedliche BHKW-Größen dargestellt, deutlich erkennbar ist die Abnahme der Kosten mit der Größe der Anlagen.

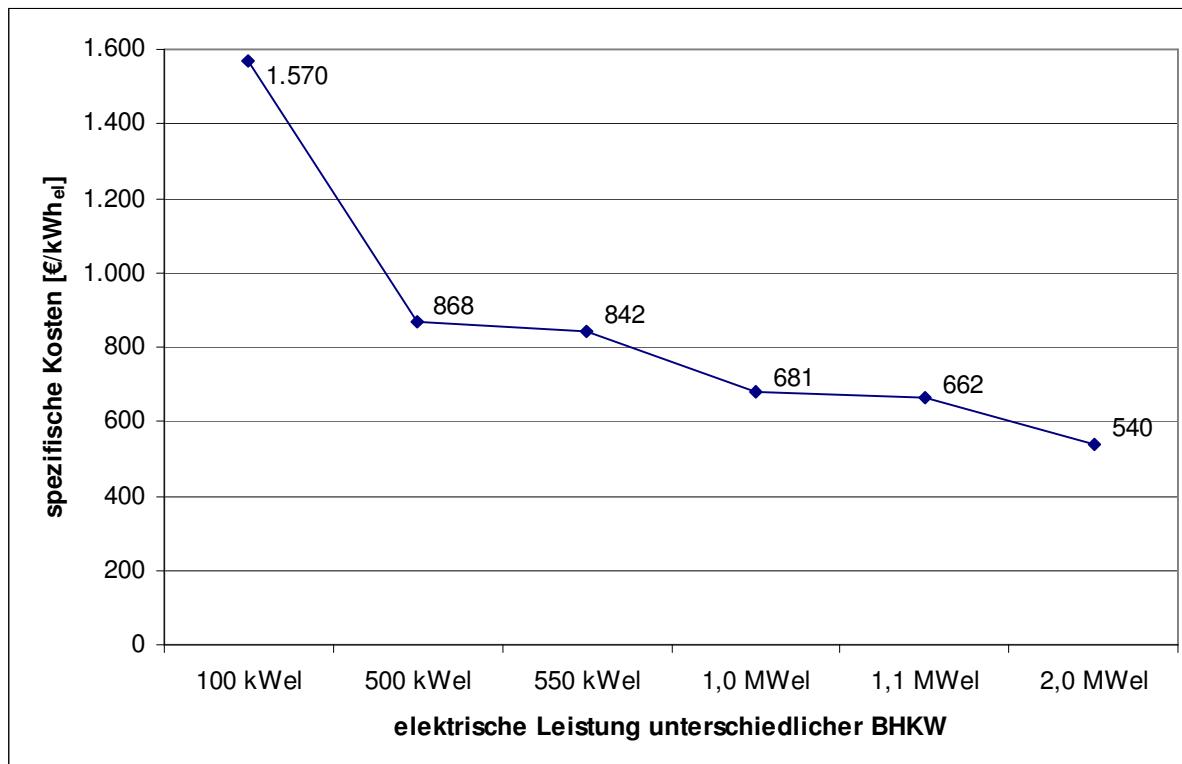


Abbildung 99: Spezifische Investitionskosten unterschiedlicher BHKW-Größen (eigene Darstellung, Daten: KLINSKI 2006)

In Tabelle 25 sind drei Varianten der Auslastung von BHKW mit und ohne Abwärmenutzung dargestellt. Wie die Tabelle 25 zeigt, ist eine möglichst vollständige Nutzung der Abwärme bei der Verstromung von Biogas anzustreben, da diese von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung nach dem Ökostromtarif ist. Die Anlagen ohne Abwärmenutzung können bei heutigen Rohstoffpreisen nicht oder nur bedingt wirtschaftlich arbeiten. Durch die vollständige Wärmenutzung erhöht sich auch der ökologische Nutzen der Biogaserzeugung durch die bessere Rohstoffausnutzung.

Tabelle 25: Verstromung von Gasüberschüssen

Kostenfaktor	Einheit	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Gasgestehungskosten von Biometan inkl. Kosten des BHKW*	€/m ³	0,59	0,59	0,59
Betriebsstunden	h/a	3.000	4.000	8.000
Leistung	kWel	250	250	250
erforderl. Gasmenge (Biomethan)	m ³	197.368	263.158	526.316
Energiekosten (Biomethan)	€	116.447	155.263	310.526
Wirkungsgrad (elektrisch)	%	38 %	38 %	38 %
Wirkungsgrad (thermisch)	%	45 %	45 %	45 %
Energieertrag (Strom)	kWh	750.000	1.000.000	2.000.000
Energieertrag (Wärme)	kWh	802.500	1.070.000	2.140.000
Einspeisetarif	€/kWh	0,145	0,145	0,145
Vergütung für Strom	€	108.750	145.000	290.000
Wärmenutzungsentgeld	€/kWh	0,04	0,04	0,04
Vergütung für Wärme (Wärmenutzungsgrad - 50 %)	€	16.050	21.400	42.800
Ergebnis ohne Wärmenutzung	€	- 7.697	- 10.263	- 20.526
Ergebnis mit Wärmenutzung	€	8.353	11.137	22.274

* Die Gasgestehungskosten beziehen sich auf eine 500 kW_{el} Biogasanlage mit Investitionskosten von 2,4 Mio. Euro und einer jährlichen Auslastung von 7.950 Betriebsstunden.

Die Wirtschaftlichkeit der Verstromung von Gasüberschüssen ist für jeden Anwendungsfall gezielt zu überprüfen, da diese von den vorhandenen Rahmenbedingungen abhängig ist. Interessant wird die Verstromung von Gasüberschüssen vor allem dann, wenn teurer Spitzenstrom produziert und verkauft und die Abwärme möglichst vollständig genutzt werden kann. Ansonsten ist eine Gaseinspeisung oder Gasspeicherung anzustreben. Auch die Verwendung von bereits abgeschriebenen BHKW's ist eine günstige Möglichkeit, da die Fixkostenbelastung durch den Entfall der Abschreibung stark reduziert wird.

7.7.2 Mikrogasturbinen

Mikrogasturbinen sind Gasturbinen mit einem Leistungsbereich von ca. 25 – 200 kW_{el}. Sie zeichnen sich durch eine einfache Bauweise aus. Mikrogasturbinen haben in der Regel einen einstufigen Verdichter und eine einstufige Turbine. Die meisten Mikrogasturbinen sind Einwellenmaschinen. Das bedeutet, dass Verdichter, Turbine und Generator auf einer Welle montiert sind. Der elektrische Wirkungsgrad der Mikrogasturbinen beträgt etwa 28 bis 30 %. Der thermische Wirkungsgrad hängt von den Temperaturniveaus der Wärmeabgabe bzw. von der Nutzung des Abgases ab. Je tiefer das Abgas abgekühlt werden kann, desto höhere Wirkungsgrade können erzielt werden. Bei einer Wärmtemperatur von etwa 60-80 °C können thermische Wirkungsgrade von rund 50 % erreicht werden. Der Gesamtwirkungsgrad einer Gasturbine beträgt somit etwa 80 %. Die Lebensdauer von Mikrogasturbinen wird von Herstellern mit 80.000 – 100.000 Stunden angegeben (HESSENENERGIE 2008). Die spezifi-

schen Investitionskosten für eine Mikrogasturbine belaufen sich auf ca. 1.500 €/kW_{el} für ein 30 kW_{el} Turbinenmodul und auf rund 1.200 €/kW_{el} für ein Turbinenmodul mit 100 kW elektrischer Leistung (siehe Tabelle 26).

Tabelle 26: Investitionskosten unterschiedlicher Mikrogasturbinen (HESSENENERGIE 2004)

Elektr. Leistung der Mikrogasturbine	Kosten der Mikrogasturbine	spez. Kosten
[kW _{el}]	[€]	[€/kW _{el}]
30	46.000	1.533
60	78.000	1.300
100	120.000	1.200

Der Betrieb einer Mikrogasturbine mit Biogas aus einer landwirtschaftlichen Biogasanlage wurde im Rahmen des Pilotprojekts „Biogasbetriebene Mikrogasturbine“ des Instituts für solare Energieversorgungstechnik e.V. untersucht und beschrieben (JEHLEN 2005). Die Ergebnisse dieses Versuchs zeigen, dass Mikrogasturbinen im Betrieb mit Biogas aufgrund ihrer Beständigkeit gegenüber aggressiven Gasen und ihrem geringen Wartungsaufwand Vorteile gegenüber Kolbenmotoren aufweisen. Als problematisch gestaltete sich in diesem Pilotversuch die Zusammenstellung der weiteren Komponenten. Das Biogas muss zum Betrieb in der Mikrogasturbine verdichtet und entfeuchtet werden. Die Komponenten der Anlage müssen beständig gegen aggressive Gasbestandteile ausgeführt sein. Derartige Anlagen wurden bisher erst in wenigen Pilotanlagen realisiert (JEHLEN 2005).

Als Vorteile für die Verwendung von Mikrogasturbinen können nach BOBLENZ (2005) folgende Punkte genannt werden:

- Hohe Betriebszeiten durch die geringe Anzahl bewegter Teile.
- Gute Teillastwirkungsgrade.
- Geringe Sensibilität der Technologie gegenüber im Biogas vorhandenen Schadstoffen (z.B. 7.000 ppm bei H₂S).
- Das Vorliegen der Abwärme in nur einem Medium (Verbrennungsgas) bei einem günstigen Temperaturniveau (ca. 275 °C).

Die spezifischen Investitionskosten für die Mikrogasturbine sind größer als für ein BHKW, damit ist die Wirtschaftlichkeit noch weniger gegeben. Eine Mikrogasturbine ist nur dann wirtschaftlich einsetzbar, wenn sie eine Laufzeit im Bereich von 70.000 – 80.000 Betriebsstunden im Laufe der Lebensdauer aufweist.

7.7.3 Brennstoffzellensysteme

Eine Beschreibung von Brennstoffzellen befindet sich in Kapitel 11.2. Derzeit sind erst wenige Brennstoffzellenmodelle auf dem Markt. Die Preise für diese Modelle werden als nicht konkurrenzfähig eingestuft (HOHENWARTER ET AL. 2006). Grundsätzlich ist beim Betrieb einer

Brennstoffzelle höchstes Augenmerk auf die Inhaltsstoffe des Biogases zu richten. Vor allem im Bezug auf Schwefel weisen Brennstoffzellen höchste Anforderungen auf. Schon geringste Mengen an Schwefelwasserstoff (2 ppm) führen zu großen Problemen im Betrieb einer Brennstoffzelle. Die Nutzung von Biogas in Hochtemperatur-Brennstoffzellen wurde im Rahmen des EU-Projekts „EFFECTIVE“ (“Holistic Integration of MCFC technology towards a most effective systems compound using biogas as renewable source of energy”) an verschiedenen Standorten und mit Biogasen aus verschiedenen Rohmaterialien getestet. Die Testversuche zeigten, dass ein Betrieb der Brennstoffzellen mit aufbereitetem Biogas realisiert werden kann (AHRER 2006). Derzeit wird in dem EdZ-Projekt „BioVision“ (EdZ Nr.: 811250) an der Umsetzung einer Demonstrationsanlage gearbeitet. Ergebnisse lagen zum Zeitpunkt der Berichtslegung noch keine vor.

Abschließend wird zusammengefasst, dass eine Verstromung des Biogasüberschusses im Sommer aufgrund der hohen spezifischen Investitionskosten der Verstromungsanlagen nur dann wirtschaftlich ist, wenn hohe Betriebszeiten für die Verstromung erzielt werden (Teillast oder Grundlast). Für die Verstromung von Sommerüberschüssen muss auf die Investitions- und betriebsgebundene jährliche Kosten geachtet werden. In Sonderfällen kann die Verstromung des Sommerüberschusses interessant sein, z.B. wenn der produzierte Strom als Spitzenstrom zu einem höherem Preis verkauft werden kann, oder wenn bereits abgeschriebene BHKW's verwendet werden können.

7.8 Verbraucherseitige Maßnahmen im Lastmanagement

Das Lastmanagement von Biogas-Mikronetzen kann zum einen durch Speicherung des Gases und andererseits durch Änderung des Gasverbrauchs im Gasnetz erfolgen. Um die Gasabnahme zu beeinflussen, sind Maßnahmen auf Seiten der Gasverbraucher vorzunehmen. Im folgenden Abschnitt sind diese Verbraucherseitigen Maßnahmen beschrieben.

7.8.1 Lastabwurf

Als Lastabwurf wird das gezielte Abschalten einer vorher definierten Last bezeichnet. Als Last im Gasnetz sind in diesem Falle die angeschlossenen Gasverbraucher zu verstehen. In Analogie zum Lastmanagement bei Strom können geeignete Verbraucher (=Lastabwurfkunden) durch Lastabwurf bei Bedarf, d.h. bei geringer Gasverfügbarkeit, weggeschaltet werden. Diese Kunden erhalten als Gegenleistung einen vergünstigten Gastarif.

Dafür geeignet wären kurzzeitige Unterbrechungen in der Wärmeversorgung von Gebäuden oder das Abschalten von Verstromungsanlagen o.a. Technisch ist es auch möglich, bestimmte, vordefinierte Verbrauche bei den Kunden durch den Gasnetzbetreiber zu regeln und bei Bedarf über eine Fernsteuerung wegzuschalten (in Analogie zu Rundsteueranlagen bei Stromnetzen). In Zeiten, in denen eine Gasüberproduktion besteht, wird das Gas zu günstigeren Tarifen abgegeben.

Hierzu ist ein technisch höherwertiges Zählsystem für das Gas notwendig, da dann neben der reinen Gasabgabemenge auch der zeitliche Verlauf der Gaskonsumation aufgezeichnet werden muss. Eine Alternative wäre es, für solche Verbraucher einen Sondertarif mit einem reduzierten Preis zu vereinbaren. Vor allem bei der Beheizung von massiven Gebäuden mit hohen Speichermassen kann die Gasheizungsanlage bei Gasengpässen durchaus kurzzeitig abgeschaltet werden, ohne dass sich Probleme im Betrieb ergeben bzw. dies für die Kunden negative Auswirkungen hat.

7.8.2 Steuerbare Verbraucher

Als steuerbare Verbraucher werden in diesem Falle jene Verbraucher verstanden, deren System ein vorübergehendes Abschalten des Gasverbrauches erlaubt. Hierfür kommen vor allem thermische Verbraucher in Frage. Dazu könnte die Energie aus dem Biogas in Form von Wärme in Pufferspeichern bei den Kunden gespeichert werden. Für den Raumwärmebereich sind Pufferspeicher mit Wasser als Speichermedium möglich. Für den Prozesswärmebereich ist Thermoöl als Träger- und Speichermedium möglich.

Diese Verbraucher sind für den Ausgleich von Tagesspitzen gut geeignet. Durch die relativ geringe Energiedichte des Wassers im Speicher steigt die Speichergröße zwar rasch an, allerdings sind die Investitionskosten für den Pufferspeicher relativ günstig. Für die Investitionskosten für Pufferspeicher müssen je m^3 Speicherinhalt etwa 500 € kalkuliert werden.

Um z.B. 1 m^3 Wasser von 40 °C auf 90 °C zu erwärmen, sind etwa 10 m^3 Biogas (Heizwert ~6 kWh/ m^3) nötig. Wenn die Biogasanlage 200 m^3 Biogas je Stunde produziert, entspricht dies dem Energieinhalt einer derart erwärmten Wassermenge von etwa 20 m^3 . Vorteil dieser Variante ist die Möglichkeit der Gaslieferung zu verbrauchsschwachen Zeiten, wie z.B. in der Nacht. Bei genügend großer Dimensionierung der Speicher könnte dann auch der Betreiber des Gasnetzes entscheiden, wann der Pufferspeicher geladen wird.

Möglich wäre dieses Spitzenlastmanagement durch eine zeitabhängige Tarifgestaltung. Ist das Tageslastprofil des Biogasnetzes bekannt, so könnten bestimmte Anlagen zu bestimmten Zeiten gesperrt werden (Betriebszeitvereinbarung).

7.8.3 Brennstoffwechsel (Fuel-Switch) bei den Abnehmern

Der Begriff „Fuel-Switch“, übersetzt Brennstoffwechsel, bedeutet einen Energieträgerwechsel z.B. von Biogas auf Erdgas, Strom oder Heizöl.

In der Industrie sind oft verschiedene Wärmeerzeuger mit verschiedenen Brennstoffen im Einsatz. Es wird bei Bedarf von einem auf den anderen Brennstoff umgeschaltet. Im einfachsten Fall sind kombinierte Öl-Gaskessel im Einsatz, die über einen Zweistoffbrenner - für Heizöl und Erd/Biogas – befeuert werden. In diesem Fall können beide Brennstoffe parallel verfeuert werden, oder es kann direkt von einem auf den anderen Brennstoff umgeschaltet werden. Kunden mit diesen technischen Voraussetzungen können optimal in das Lastma-

gement im Biogas-Mikronetz integriert werden. Das Schalten zwischen den verschiedenen Brennstoffen erfolgt lastabhängig und zentral von der Leitstelle des Biogasnetzes aus über eine Ferndatenleitung.

Realisierbar sind auch andere Möglichkeiten, im Prinzip kann jedes verfügbare Heizsystem, welches parallel bzw. alternativ zu einem Gaskessel betrieben wird, in ein „Fuel-switch-System“ integriert werden. Besonders vorteilhaft erscheint die Kombination von Biomasseheizwerken in den Fernwärmenetzen mit Biogasbrennsystemen die in der Sommerzeit bei geringer Auslastung wesentlich höhere Wirkungsgrade erzielen lassen.

Dabei können neben der Gasverfügbarkeit auch wirtschaftliche Faktoren eine Rolle spielen. Ist das Gas günstig und ausreichend verfügbar, verwenden die Kunden das bereitgestellte Biogas. Tritt ein Gasengpass auf, wird bei den Kunden von Biogas auf einen anderen Energieträger umgeschaltet (Fuel-Switch).

7.8.4 „Neue“ Biogas-Verbraucher

Gasnetze, welche überwiegend der Raumwärmeversorgung dienen, unterliegen durch die Jahrestemperaturkurve starken saisonalen Schwankungen. Um diese jahreszeitlichen Schwankungen auszugleichen (Sommer - Winter), können beispielsweise gasbetriebene Wärmepumpen bei den Verbrauchern eingesetzt werden, die im Winter zur Gebäudebeheizung und im Sommer zur Kühlung eingesetzt werden können.

Ortsgasnetze unterliegen in der Regel ähnlichen Lastkurven wie Gebäude, d.h. der höchste Gasbedarf ist im Winter vorhanden, im Sommer ist die Abnahme sehr gering. Genau hier könnten gasbetriebene Wärmepumpen als Lastausgleich fungieren. Insbesondere im Bereich der Kühlung und Klimatisierung wird in Zukunft, aufgrund von klimatischen Veränderungen sowie auch aufgrund von ständig steigenden Anforderungen an das Innenklima in Gebäuden ein steigender Energiebedarf erwartet. Volkswirtschaftlich betrachtet weisen Gaswärmepumpen zusätzlich auch Vorteile gegenüber konventionellen Heiz- und Kühlsystemen hinsichtlich Primärenergieeinsatz und Emissionsbilanz auf.

Anfang 2008 hat das Tiroler Unternehmen Helioplus Energy Systems GmbH eine Wärmepumpe präsentiert, welche eine Kombination aus Gasbrenner, Erdsonde und Abgaswärmetauscher darstellt. Wobei rund 60 % der Energie mittels Gasbrenner und rund 35 % mittels Erdwärme zur Verfügung gestellt werden (Abbildung 100). Diese Wärmepumpe kann gleichzeitig für Heizung und Kühlung, in einem Leistungsbereich von 40 – 400 kW, eingesetzt werden. Die Geräte werden hierbei hintereinander geschaltet, um den individuellen Leistungsbedarf zu decken. Neu ist die gasbetriebene Wärmepumpe. Sie liefert gleichzeitig Wärme und Kälte, wodurch ein Gesamtwirkungsgrad von 237 % erreicht werden kann. Bei reinem Heizbetrieb liefert die Hybridheizung ca. 164 %. Das Helioplus-Gerät wird mit einem Gemisch aus 2/3 Wasser und 1/3 natürlichem Kältemittel betrieben (HELIPLUS ENERGY SYSTEMS GMBH 2008).

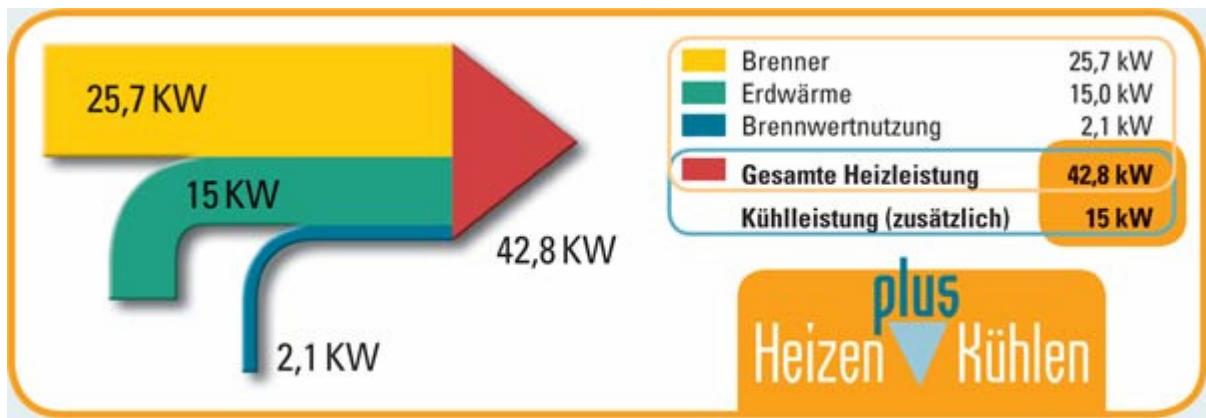


Abbildung 100: Energieflussdiagramm der Helioplus-Hybridheizung

Eine genauere technische Analyse von Gaswärmepumpen wird in Kapitel 11.3 beschrieben.

7.9 Conclusio – Lastmanagement bei Biogas-Mikronetzen

Grundsätzlich können sowohl Maßnahmen auf der Verbraucherseite als auch auf der Versorgungsseite einen Beitrag zum Lastmanagement in Biogas-Mikronetzen liefern. Vor allem die Möglichkeit, die Energie des Biogases als Wärmeenergie in Pufferspeichern „zwischenzulagern“, kann in kleinen Biogasnetzen gutes Potenzial beigemessen werden.

Die Biogasverwertung mittels „neuer“ Verbraucher, wie unter anderem mittels Gaswärmepumpen, ist eine denkbare Möglichkeit, den Gasverbrauch saisonal auszugleichen. Generell ist anzumerken, dass eine integrierte und ganzheitliche Betrachtung von Biogaserzeugungsanlagen und den Verbrauchen anzustreben ist. Es soll ein möglichst gleichmäßiger Verbrauch - sowohl tageszeitlich wie auch saisonal - angestrebt werden. Hierzu können alle beschriebenen Verbraucherseitigen Maßnahmen beitragen.

Grundsätzlich ist bei den verschiedenen Möglichkeiten des Lastmanagements zu unterscheiden, ob für die technische Lösung das vorliegende Rohbiogas verwendet werden kann, oder ob das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet werden muss. Dies ist vor allem bei der Verflüssigung (LNG) oder bei der Hochdruckspeicherung erforderlich, da sich bei der Gaskompression über 60 bar Trockeneis aus dem CO₂ bildet.

Weiters ist die Frage zu beantworten, ob das Biogas kurz- bis mittelfristig im Bereich von Stunden und Tagen zu speichern bzw. auszugleichen ist. Für diese Fälle steht eine ganze Palette gut geeigneter und erprobter Technologien zur Verfügung, wie z. B Ballonspeicher, Membranspeicher auf dem Fermenter oder extern aufgestellt, oder auch Druckrohrspeicher. Auch thermische Speicher auf der Kundenseite sind möglich.

Für die saisonelle Langzeitspeicherung stehen prinzipiell Mitteldruckspeicherung und die Verflüssigung zur Verfügung, wobei beide Varianten mittlere bis hohe Investitions- und Betriebskosten verursachen. Beide Speichervarianten können nur in den Mikronetzen mit starkem Jahreslastgang z.B. „ländliches Ortsnetz“ und bei hohem Gasüberschuss sinnvoll eingesetzt werden.

Bei der Verflüssigung von Biomethan soll insbesondere auf eine ausreichende Gasmenge bzw. Betriebsauslastung der LNG-Anlage geachtet werden. Eine Mini-LNG-Anlage, die im vorliegenden Projekt dargestellt wird, hat eine Produktionskapazität von 6 t LNG/Tag und Investitionskosten von über 5 Mio. Euro und kann nur bei den jährlichen Gasüberschüssen von ca. 2 Mio. m³ wirtschaftlich betrieben werden.

Für das Lastmanagement im saisonalen Bereich sind Standorte günstig, welche eine Kopplung an ein Erdgasnetz ermöglichen. In solchen Fällen kann die Biogasanlage für die Grundlast ausgelegt werden, die Nachspeisung kann über das Erdgasnetz erfolgen. Alternativ ist auch eine Einspeisung von Methan aus Flüssigmethantanks in das Biogasnetz möglich. In

diesen Fällen sind besonders auch auf die Anpassung der Gasqualität an die Verbraucherseitigen Anforderungen zu achten.

Weitere Lösungsansätze sind die Steuerung von geeigneten Verbrauchern bzw. deren Zu- und Wegschalten (Lastabwurf), oder der Wechsel zwischen verschiedenen Brennstoffen (fuel switch). Dabei sind die Rahmenbedingungen bei den Verbrauchern im Detail zu analysieren und zu beachten.

Weitere Möglichkeiten und Sonderformen sind die Modulation in der Biogaserzeugung, die Verstromung von Gasüberschüssen oder auch die Kombination mit Fernwärmennetzen. Diese Varianten sind sehr spezifisch und individuell auf die jeweiligen Rahmenbedingungen abzustimmen.

In Tabelle 27 wurden einzelnen Möglichkeiten des Lastmanagements für Biogas-Mikronetze hinsichtlich der Voraussetzungen, der erforderlichen Gasqualität sowie der Investitions- und Betriebskosten bewertet. Zusätzlich wurde das Potenzial bzw. die Eignung der einzelnen Maßnahmen für das Lastmanagement in Biogas-Mikronetzen mittels einer 3-stufigen Skala bewertet.

Tabelle 27: Bewertungsmatrix für das Lastmanagement

Speichersystem	Einsatzbereiche / Voraussetzungen	Mindest-Gasqualität	Speicher-kapazität	Spezifische Kosten		Potential für Lastmanagement - / 0 / +
				Invest	Betrieb	
Flüssigmethanspeicher (LNG)	Großindustriell	Erdgasqualität	mittel	hoch	hoch	-
Hochdruckspeicher	Biogastankstelle	Erdgasqualität	mittel	niedrig	mittel	0
Mitteldruckrohrspeicher	Mitteldruckbereich	Rohbiogas	hoch	niedrig	mittel	+
Ballonspeicher	Aufstellungsplatz	Rohbiogas	mittel	niedrig	niedrig	+
Fermenter	Direkt auf Fermenter	Rohbiogas	gering	niedrig-mittel	niedrig	0
Externe Membranspeicher	Biogasanlagen	Rohbiogas	mittel	mittel	niedrig	+
(Rohr)	Niederdruckbereich	Rohbiogas	gering	gering	niedrig	0
(Stahlrohr)	Hochdruckbereich	Erdgasqualität	hoch	hoch	mittel	+
Biogas	Erdgasnetz erforderlich	Erdgasqualität		mittel	niedrig	+
Modulation der Erzeugung	beschränkt einsetzbar					-
Heizwerk und Biogas	Biomasseheizwerk nötig	Rohbiogas				-
Gasüberschüssen	Rahmenbedingungen					+
Lastabwurf	Verbrauchern					0
(Thermische Speicherung)	Verbrauchern		gering	mittel	mittel	0
fuel switch bei den Abnehmern	vorhanden					0
Gas-Wärmepumpen		Rohbiogas				+

8 Messung

Im Rahmen dieses Kapitels werden die technischen Möglichkeiten der Erfassung des Gasverbrauchs in Mikronetzen in Abhängigkeit von Brennwert und Lieferzeitpunkt des Gases erläutert. Es wurde weiters recherchiert, ob ein geeignetes, kostengünstiges, kompaktes Messinstrument zur Brennwerterfassung des gelieferten Biogases am Markt verfügbar ist.

Eine Brennwertmessung ist in Mikronetzen unverzichtbar, in denen die Gasqualität (CH_4 - und CO_2 -Anteil) variiert und eine einfache Mengenmessung, wie sie derzeit in Erdgasnetzen üblich ist, nicht ausreichend ist. Zur Messung des Brennwertes bedarf es dabei sowohl einer qualitativen als auch einer quantitativen Erfassung des Gases. Über eine gemeinsame Schnittstelle wird dann der Brennwert des Gases (z.B. viertelstündlich) durch nachstehendes Rechenmodell ermittelt:

$$BW = \sum GQ(t_1) * DF(t_2 - t_1) + GQ(t_2) * DF(t_3 - t_2) + \dots$$

BW	Brennwert
GQ	Gasqualität
DF	Durchflussmenge
t_1, t_2, \dots	Zeitpunkte der Messung

Es stellt sich die Frage, mit welcher Technik eine hinreichend genaue Erfassung des Brennwerts möglich ist und welche Kosten mit der aufwendigeren Messtechnik verbunden sind. Gängige Messinstrumente zur qualitativen Bestimmung von Gasen sind teuer. Im Falle eines Mikronetzes mit vielen (Klein-)Verbraucher kommt der Einsatz dieser konventionellen Geräte aus Kostengründen nicht in Frage.

Das „ideale“ Messinstrument zur Brennwerterfassung für Mikronetze erfüllt folgende Anforderungen: Es sollte in Form eines Messrohres ausgeführt und zur Montage in unterschiedlichen Nennweiten geeignet sein. Es sollte weiters die Messwerte über einen langen Zeitraum speichern können. Über ein Display bzw. eine elektronische Schnittstelle sollten die aktuellen Messwerte (Methangehalt, Durchflussmenge, Brennwert) dargestellt werden. Der Fehler der Messung sollte bei $< \pm 1\%$ liegen. Die Kosten sollten unter 500,00 €/Stück liegen.

Bei der Bewertung der verfügbaren Messverfahren wurde hierbei von der in Tabelle 28 dargestellten Gaszusammensetzung ausgegangen.

Tabelle 28: Gaszusammensetzung zur Gasmessung (MAIRITSCH 2007)

Gaszusammensetzung	
CH ₄	45 - 100 %
CO ₂	1 - 55 %
Feuchte	n.n.
H ₂ S	n.n.
NH ₃	n.n.
andere Inhaltsstoffe	H ₂

8.1 Qualitative Messung

Die kontinuierliche qualitative Messung von CH₄ und/oder CO₂ erfolgt nach gängigem Stand der Technik entsprechend folgender Methoden:

- Messung der Wärmeleitfähigkeit,
- Elektrochemische Methoden,
- Infrarot-Spektrometrie,
- Gaschromatografie,
- UV-Spektrometrie.

Nachstehende Tabelle 29 bewertet die Eignung dieser Methoden in Bezug auf die oben beschriebenen gewünschten Parameter.

Tabelle 29: Qualitative Messmethoden für Biogas (MAIRITSCH 2007)

Messmethode	Kosten 1)	Details 2)	Bewertung in Hinblick auf Eignung für Biomethan-Brennwert-Messung 3)
Messung der Wärmeleitfähigkeit	niedrig	großer Messbereich (bis 100 Vol%), hohe Querempfindlichkeit (H_2 ?)	gut, allerdings fraglich in Bezug auf die Messgenauigkeit
Infrarot-Schallemission	mittel	sehr genau, noch recht neue Methode	gut (auch für Biogas mit Begleitstoffen)
Elektrochemische Methoden	mittel	lineares Anzeigeverhalten, hohe Empfindlichkeit, einfache Handhabung	zu aufwändig (wäre die richtige Methode für Biogas mit Störstoffen wie H_2S)
Infrarot-Spektrometrie	mittel	hohe Selektivität großer Messbereich, hohe Messgenauigkeit, hohe Reproduzierbarkeit, geringe Folgekosten	zu aufwändig (wäre die richtige Methode für Biogas mit Störstoffen wie H_2S)
Gaschromatografie	hoch	sehr aufwändig	zu teuer
UV-Spektrometrie	hoch (?)	hohe Messgenauigkeit noch wenig bekannt	fraglich (zu teuer?)

¹⁾ und ²⁾ Bewertung nach telefonischer Recherche bei diversen Anbietern Anwendern

³⁾ Bewertung durch die Autorin

Als am besten geeignete Methode zur qualitativen, kostengünstigen Biogasmessung stellt sich hiermit die Messung der Wärmeleitfähigkeit des Gases dar.

8.1.1 Exkurs - Messung der Wärmeleitfähigkeit

Das Wärmeleitungsprinzip, graphisch dargestellt in Abbildung 101, beruht auf der unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeit von Gasen (Gasmischungen) und Dämpfen. Es dient dazu, hohe Gaskonzentrationen bis 100 Vol.- % zu messen und eignet sich zur Messung von brennbaren und toxischen Gasen. Die Einstellzeiten sind mit 1 bis 2 Sekunden sehr gering. Das Messprinzip: Wärmeleitfähigkeitssensoren nutzen den Effekt, dass sich die Temperatur des elektrisch beheizten Elements durch das Vorbeiströmen eines Messgases in Abhängigkeit von dessen spezifischer Wärmekapazität ändert. Gemessen wird die aus diesem Effekt resultierende Widerstandsänderung am Sensorelement. In einem Wärmeleitungstransmitter befinden sich zwei Sensoren, die beide katalytisch inaktiv sind. Die Sensorelemente sind in einer Wheatstoneschen Brücke verschaltet. Der Detektorsensor wird mit Gas beaufschlagt, der Kompensations-Sensor befindet sich in einem abgeschlossenen Raum, der mit Luft gefüllt ist und in den kein Messgas eindringen kann. Wird von dem Signalsensor durch ein Messgas infolge seiner höheren oder niedrigeren Wärmeleitfähigkeit im Vergleich zu Luft Wärme abgeleitet, so verändern sich die Temperatur und damit der Widerstand des Platin-drahtes. Dadurch wird an der Wheatstoneschen Brücke eine Spannung messbar. Der Vergleichssensor dient zur Sicherstellung, dass die Temperaturänderung des Signalsensors durch das Messgas und nicht durch andere Einflüsse hervorgerufen wird, wie z.B. durch eine Veränderung der Umgebungstemperatur. Selbstverständlich muss ein derartiges Messin-

strument in Hinblick auf die zu erwartende Zusammensetzung des Biomethans hin kalibriert werden (GFG 2007).

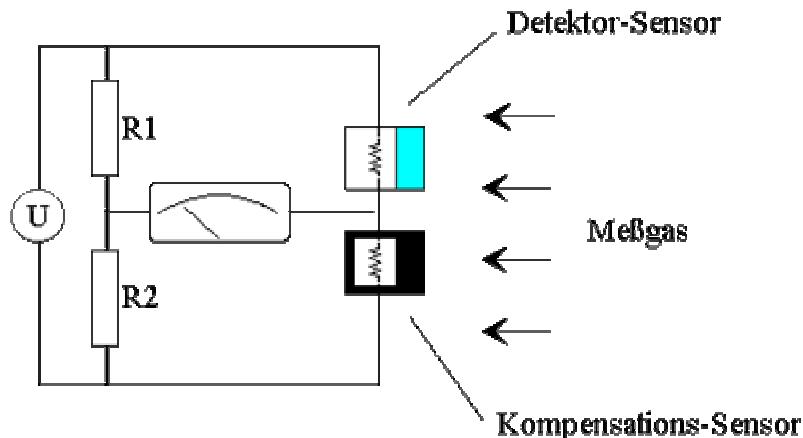


Abbildung 101: Qualitative Bestimmung von Gasen über Messung der Wärmeleitfähigkeit (GFG 2007)

Die Messung von CO₂ und CH₄ ist problemlos mittels Wärmeleitfähigkeitsensoren machbar, auch weitere Komponenten wie H₂ können mit dieser Methode gemessen werden. Weitere fünf oder sechs Gaskomponenten sind derart messbar, allerdings wird der Messaufwand sehr hoch. Sauerstoff, der aufgrund der biologischen Entschwefelung auch im Biogas enthalten sein könnte, bereitet kein Problem bei der qualitativen Messung mittels Wärmeleitfähigkeitsensoren (BRANDAU 2007).

8.2 Quantitative Messung

Die quantitative Gasmessung, auch Durchflussmessung genannt, erfolgt nach dem aktuellen Stand der Technik entsprechend folgender Methoden:

- Druckdifferenz-Messung an Normblende oder Staudrucksonde
- Thermische Massedurchflussmessung
- Wirbelzähler-Durchflussmessung
- Turbinenrad- und Drehkolbenzähler-Durchflussmessung
- Coriolis Massedurchflussmessung

Nachfolgend ist in Tabelle 30 wie bei der qualitativen Gasmessung eine Übersicht und Bewertung gegeben.

Tabelle 30: Quantitative Gasmessmethoden (Gasdurchflussmessung) (MAIRITSCH 2007)

Messmethode	Kosten ¹⁾	Details ²⁾	Bewertung in Hinblick auf Eignung für Biomethan-Brennwert-Messung ³⁾
Druckdifferenz-Messung an Normblende oder Staudrucksonde	niedrig	Weit verbreitete, kostengünstige Volumendurchflussmessung	gut, allerdings fraglich in Bezug auf die Messgenauigkeit
Thermische Massedurchflussmessung	mittel	Breit einsetzbare, direkte Massedurchflussmessung mit großem Messbereich und vernachlässigbarem Druckverlust.	Eine Frage der Kosten, könnte eventuell zu aufwändig (wäre sicher die richtige Methode für BioGAS Messung, also für ein Gas mit korrosiven Störstoffen wie H ₂ S und Feuchte)
Wirbelzähler-Durchflussmessung	mittel	Wirtschaftliche Volumendurchflussmessung mit kleinem Druckverlust	wahrscheinlich zu teuer
Turbinenrad- und Drehkolbenzähler-Durchflussmessung	hoch	Hohe Messgenauigkeit empfindlich gegen feste Störstoffe und korrosive Komponenten	zu teuer (Standardmethode der Gasversorger)
Coriolis Massedurchflussmessung	hoch	Direkte Massedurchflussmessung von Industriegasen mit hoher Genauigkeit, unabhängig der Gaszusammensetzung. Keine Einlaufstrecken erforderlich.	definitiv zu teuer (High Tech Lösung)

¹⁾ Bewertung nach telefonischer Recherche bei diversen Anbietern

²⁾ Bewertung übernommen aus dem Firmenprospekt der Firma Endress

+ Hauser (2007)

³⁾ Bewertung durch die Autorin

Als die beiden am besten geeigneten Methoden zur quantitativen, kostengünstigen Biometan-Messung stellen sich die Messung der Druckdifferenz an einer Normblende oder Staudrucksonde oder die Thermische Massedurchflussmessung dar.

8.2.1 Exkurs - Messung der Druckdifferenz an einer Normblende oder Staudrucksonde

Durch einen Wirkdruckgeber – Messblende oder Staudrucksonde – wird im Inneren der Rohrleitung ein Wirkdruck erzeugt. Dieser ist ein direktes Maß für den Volumen- bzw. Massedurchfluss. Der Wirk- oder Differenzdruck wird über zwei Wirkdruckleitungen dem Messumformer zugeführt und in entsprechende Ausgangssignale umgearbeitet. Bei der Messblende wird die Druckdifferenz durch eine kreisförmige Verengung im Rohrquerschnitt erzeugt. Durch die damit verbundene Fließgeschwindigkeitserhöhung wird der statische Druck reduziert. Die Druckdifferenz vor bzw. nach der Messblende ist ein Maß für den Durchflusstrom. Bei der Staudrucksonde befinden sich auf der Vorder- und Rückseite verschiedene Druckentnahmehöhlungen, die stromaufwärts den Staudruck und stromabwärts den statischen Druck erfassen. Die Druckdifferenz steht in direktem Verhältnis zum Durchflusstrom, dargestellt in Abbildung 102 (ENDRESS + HAUSER 2007).

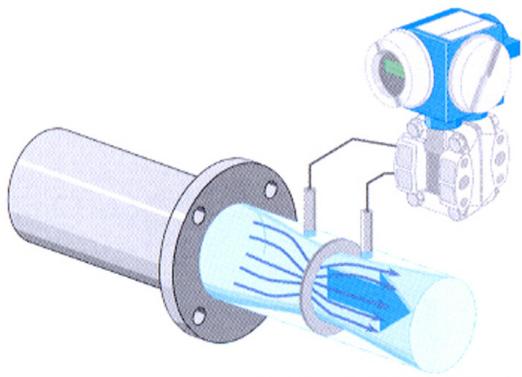


Abbildung 102: Messung des Gasdurchflusses über die Druckdifferenz an einer Staudrucksonde (ENDRESS + HAUSER 2007)

8.2.2 Exkurs - Messung der Druckdifferenz durch thermische Massendurchflussmessung

Das thermische Messprinzip beruht auf der Abkühlung eines beheizten Temperatursensors, dem durch das vorbeiströmende Medium Wärme entzogen wird. Im Messgerät strömt das Medium dazu an zwei Temperatursensoren (z.B. Pt100-Elemente) vorbei. Der eine Sensor misst die aktuelle Prozesstemperatur als Referenz, der zweite Sensor dient als Heizelement und wird entsprechend der Abkühlung auf eine exakt definierte Temperaturdifferenz aufgeheizt. Je größer der Massefluss ist, desto größer ist dessen Abkühlung und desto größer ist der erforderliche Heizstrom zur Aufrechterhaltung der Temperaturdifferenz. Der gemessene Heizstrom ist somit ein Maß für den Gas-Massefluss, grafisch wiedergegeben in Abbildung 103 (ENDRESS + HAUSER 2007).

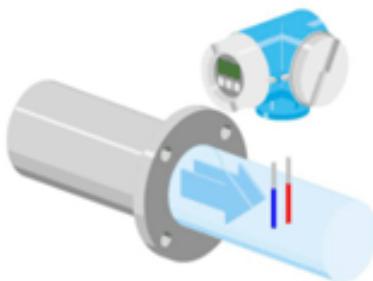


Abbildung 103: Messung der Gasdurchflusse über Thermische Massedurchflussmessung (ENDRESS + HAUSER 2007)

8.3 Marktstudie

In den folgenden beiden Unterkapiteln wird ein Überblick über Unternehmen gegeben, die Messgeräte zur qualitativen und quantitativen Gasmessung anbieten. Eine Liste weiterer Hersteller von Gasmessgeräten befindet sich im Anhang 20.3.1.

8.3.1 Messgeräte zur qualitativen Messung

Der Biogas-Controller BC20 der Chemec GmbH bestimmt die Konzentrationen von Methan (CH_4), Kohlendioxid (CO_2), Sauerstoff (O_2) und Schwefelwasserstoff (H_2S) in Biogas. Die Bestimmung von CH_4 und CO_2 erfolgt über die Messung der Wärmeleitfähigkeit. Kostenpunkt des Gerätes sind rund 5.500,00 €. Sauerstoff ist bei der Wärmeleitfähigkeitsmessung nicht störend, wenngleich das bei anderen Wärmeleitfähigkeitssensoren sehr wohl der Fall sein kann (MAIRITSCH 2007). Gemäß Produktbeschreibung verfügt das Gerät über eine robuste und sehr genaue Messtechnik, eine Visualisierung der Messwerte und Wartungsarmut mit der Kalibriereinrichtung. CH_4 , CO_2 und O_2 werden kontinuierlich alle 5 Minuten gemessen. Der Zeitabstand zwischen zwei H_2S -Messungen lässt sich an die Anforderungen anpassen, von 30 Minuten bis zu 12 Stunden. Zusätzlich kann die H_2S -Messung auch durch die SPS ausgelöst oder auch ausgeschaltet werden. Die CH_4 - und CO_2 -Konzentrationen werden mittels Wärmeleitfähigkeitssensor gemessen, der Sauerstoff wird über einen elektrochemischen O_2 -Sensor bestimmt. Der integrierte Datenlogger kann rund 500 Datensätze speichern. Ein Datensatz besteht aus Datum, Uhrzeit, Messdaten, Messstelle sowie Fehlermeldung. Die Speicherintervalle kann der Anwender in vorgegebenen Stufen verändern. Die grafische Anzeige stellt den zeitlichen Verlauf der Gasqualität anhand der letzten 500 Messungen dar (CHEMECT GMBH 2007).

Das SR2-BIO, ein portables Messgerät der Firma Hermann Sewerin GmbH, dient zur Bestimmung der Zusammensetzung von Bio- und Deponiegas. Es handelt sich hier um ein Mehrgasmessgerät zur eindeutigen Bestimmung der verschiedenen Gaskomponenten und für den Einsatz zur Überwachung von Biogasanlagen und Deponien. CH_4 und CO_2 werden mit Wärmeleitfähigkeitssensoren und O_2 , H_2S , CO und NH_3 werden elektrochemisch gemessen. Auch ein H_2 -Sensor kann in das Gerät eingebaut sein. Die Kosten für das Messgerät belaufen sich auf etwa 4.000,00 € ohne Sensoren, mit Sensoren auf rund 6.000,00 €.

Die Firma Awite Bioenergie GmbH entwickelt, fertigt, vertreibt und wartet individuelle Prozessanalysesysteme für den Einsatz in industriellen und landwirtschaftlichen Biogas-, Klär-, Entschwefelungs- und Abwasserreinigungsanlagen, in Trockenfermentationssystemen und Blockheizkraftwerken zur Überwachung der Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz sowie weiters für Brennstoffzellenanwendungen. Das Unternehmen betreibt Forschung und Entwicklung an Hochschulen. Die eingesetzten Messprinzipien sind folgende:

- Methan: Infrarot (2-Strahl), Temperatur- und Druckkompensation
- Kohlendioxid: Infrarot (2-Strahl), Temperatur- und Druckkompensation
- Schwefelwasserstoff: elektrochemisch

- Wasserstoff: elektrochemisch
- Sauerstoff: elektrochemisch (optional: paramagnetisch für kontinuierliche Anwendungen)
- Weitere Gase: Methoden nach aktuellstem Stand der technischen Entwicklung

Die Messung der Wärmeleitfähigkeit erachtet Awite bei Biogas zum einen aufgrund des Mehrkomponentengemisches, zum anderen aufgrund des potenziell vorhandenen Sauerstoffs als ungeeignet und setzt dieses kostengünstige Messprinzip daher nicht ein. Ein Basisgerät zur Messung von Methan und Sauerstoff kostet etwa 6.000,00 €. Möchte man auch noch CO₂ und Wasserstoff messen, so erhöht sich der Gesamtpreis des Messgerätes auf rund 8.000,00 € (MAIRITSCH 2007).

8.3.2 Messgeräte zur quantitativen Messung

Die ABB Schweiz / MEMS AG hat einen Gaszähler für Haushalt und Industrie im Sortiment, welcher auf dem Messprinzip der thermischen Durchflussmessung basiert. Das ist an sich nichts Neues, derartige Messinstrumente sind bereits am Markt. Sie ersetzen nach und nach die im Umlauf befindlichen und in die Jahre gekommenen Balgengaszähler (der Gasversorger), deren Schwachstelle die Nicht-Kompensierung von Temperatur und Außendruck ist. Bei diesem Messinstrument von ABB Schweiz / MEMS AG ist hervorzuheben, dass Temperatur und Außendruck sehr wohl kalibriert werden. Es gibt ein elektronisches Output-Signal und das Gerät soll zukünftig nicht mehr kosten als Balgengaszähler - je nach Stückzahl ist ein Preis zwischen 50,00 und 190,00 € angepeilt (MAIRITSCH 2007).

Die Firma Esters Elektronik GmbH ist auch im Bereich Biogas tätig. Neben der Gasdurchflussmessung haben sie auch „SUSI“ im Programm, eine systemübergreifende Lösung zur automatischen Dokumentation aller Betriebsvorgänge auf Biogasanlagen. Das Gasmessgerät von Esters Elektronik nennt sich „Fluidistor – Gasdurchflussmesser GD 100“ und basiert auf der thermischen Massendurchflussmessung. Es ist möglich, eine Gasmenge von 0,2 bis 16.000 m³/h zu messen (ESTERS ELEKTRONIK GMBH 2007).

8.4 Bewertung Marktrecherche

Die am Markt verfügbaren Messgeräte für Biogas bedienen sich sowohl bei der qualitativen als auch bei der quantitativen Bestimmung unterschiedlicher Messmethoden. Trotz eingehender Recherche konnte am Markt kein Gerät ausfindig gemacht werden, das den eingangs erwähnten Anforderungen zur kostengünstigen qualitativen und quantitativen Biogasmessung entspricht.

Qualitative und quantitative Messgeräte für Biogas sind mittlerweile in großer Zahl vorhanden, sie nehmen aber naturgemäß auf alle Komponenten von Biogas Bezug, also auch auf Störstoffe wie Feuchte, H₂S und NH₃. Es konnte kein Kombinationsgerät – quantitative und qualitative Messung in einem Gerät – ausgemacht werden.

Die Preise für Messgeräte zur qualitativen Messung von Biogas reichen von rund 2.500,00 € (nur Methangehalt) bis 30.000,00 € (gaschromatografische Messung sämtlicher im Biogas potenziell vorhandener Komponenten). Messgeräte zur temperatur- und druckkompensierten quantitativen Messung sind ab etwa 1.100,00 € am Markt erhältlich.

Die bevorzugte Methode für die qualitative Messung erscheint im Sinne der Aufgabenstellung die Messung der Gaszusammensetzung über die Wärmeleitfähigkeit.

Die bevorzugte Methode für die quantitative Messung (Durchflussmessung) erscheint im Sinne der Aufgabenstellung die Messung des Gasdurchflusses über den Differenzdruck. Alternativ könnte der Durchfluss auch über die thermische Massedurchflussmessung bestimmt werden (MAIRITSCH 2007). Jedoch setzt die thermische Massedurchflussmessung eine konstante Gasqualität voraus (WARTHA 2007). Ebenso ist diese Messmethode nur einsetzbar, wenn die Gasqualität bekannt ist, jedoch ist eine Kombination mit qualitativer Gasmessung möglich (HARASEK 2007).

8.5 Neue Messtechnologien

Von Herrn Ao. Univ.-Prof. DI Dr. Bernhard Lendl und Herrn DI Wolfgang Ritter (beide vom Institut für Chemische Technologien und Analytik der TU Wien) wurde das Unternehmen „OPTOPHONICS“ zur Kommerzialisierung der Infrarot-Schallmessung gegründet. Die Einschränkung dieser Messmethode ist jedoch, dass alle nicht-infrarot-aktiven Gase, z.B. H₂ oder N, nicht gemessen werden können. Akustik bzw. Mikrophone, welche für diese Messmethode wichtig sind, sind jedoch sehr günstig und es ist auch kein aufwendiger Sensor notwendig. Mittelfristig sind für die Messung von CO₂ und CH₄ Kosten pro Gerät von 500,00 bis 1.000,00 € realistisch (HARASEK 2007).

Eine weitere Möglichkeit wäre der Einsatz eines Flammenionisationsdetektors, dargestellt in Abbildung 104. Dieser misst die Summe der organisch gebundenen Kohlenstoffatome in den Kohlenwasserstoffen. Durch das Anlegen eines elektrischen Feldes an eine Wasserstoffflamme entsteht ein sehr geringer Ionenstrom. Wenn dieser Flamme ein kohlenwasserstoffhaltiges Messgas zugeführt wird, so steigt der Ionenstrom proportional zum Kohlenstoffgehalt an. Als Brenngas wird je nach Anwendung Wasserstoff H₂ oder ein H₂/He-Gemisch verwendet (FÜRTAUER 2007). Dieses Messverfahren wird weiters genutzt, wenn unterschiedliche Gasqualitäten auftreten. Diese Geräte besitzen eine so genannte SCOT-Regelung (System Control Technology). Das Regelsignal ist abhängig von C-C und C-H-Bindungen. Dies ist eine optimale Methode, um das Brennstoff-Luft-Gemisch einzustellen. H ist allerdings nicht messbar, da nur der Anteil der C-H-Bindungen gemessen wird. Unter Verwendung einer Kalibrierkurve würde diese Messung jedoch für Biogas funktionieren. In Österreich gibt es dafür keinen Hersteller, im Ausland jedoch schon z.B. Stiebel-Eltron (Deutschland). Diese Gasgeräte werden auf einen Wert des Wobbe-Index eingestellt und müssen Schwankungen des Wobbe-Index von +/-10 % ausregeln können (WARTHA 2007).

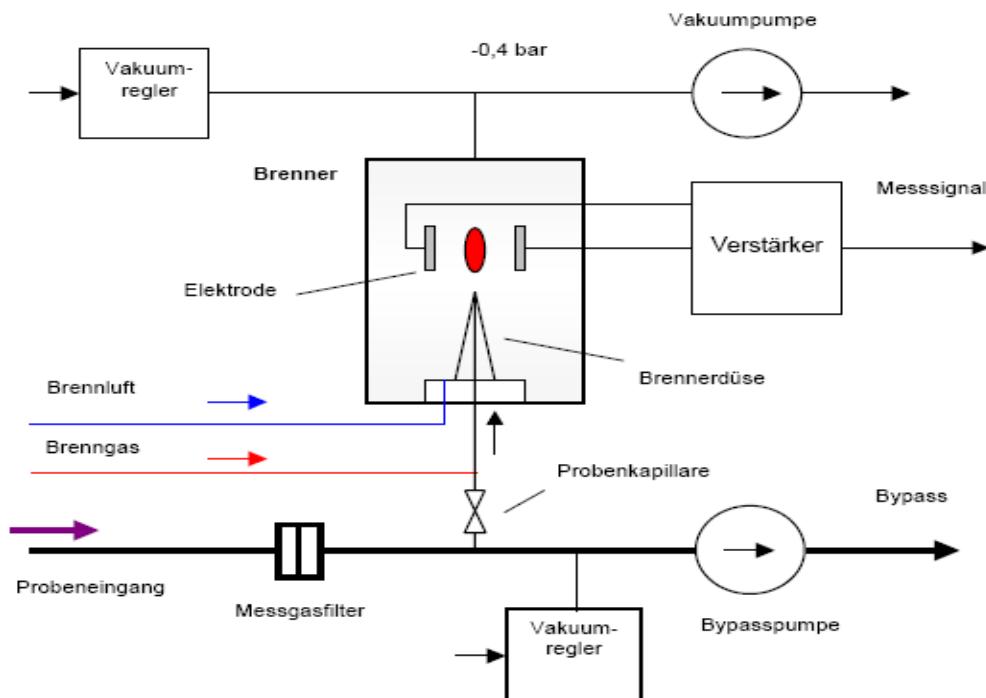


Abbildung 104: Prinzipdarstellung Flammenionisationsdetektor (Vakuum-FID) (FÜRTAUER 2007)

8.6 Conclusio Messung

Es sind derzeit keine Messgeräte am Markt, die die gestellten Anforderungen an eine dezentrale Brennwertmessung bei Verbraucher in Mikronetzen erfüllen. Die kombinierte qualitative und quantitative Messung ist zwar technisch möglich, die Kosten für die derzeit am Markt erhältlichen Messgeräte aber deutlich zu hoch.

Für die Verbrauchsmessung in Mikronetzen gibt es daher vorerst drei Lösungsmöglichkeiten, die jedoch gewisse Einschränkungen im Betrieb des Netzes mit sich bringen:

Methode 1: Stabile Gasqualität und konventionelle, ausschließlich quantitative Messung der verbrauchten Gasmenge.

Methode 2: Dezentrale, quantitative Viertelstundenmessung bei Verbrauchern und zentrale, qualitative Viertelstundenmessung im Gasnetz. Nachträgliche Bestimmung des Brennwerts anhand der Gasqualität, die zum jeweiligen Zeitpunkt im Netz vorhanden war. Dieser Ansatz geht jedoch von der Annahme aus, dass in allen Ästen des Netzes eine annähernd gleiche Gasqualität vorherrscht.

Methode 3: Messung der produzierten Wärmemenge bei Verbrauchern (z.B. Gasbrenner) und Verzicht auf Gasmessung. Diese Methode ist jedoch nicht für alle Verbraucher (z.B. Gasherde) geeignet.

9 Netz- und Leitungsbau

In diesem Arbeitspaket wurden allgemeine Anforderungen für den Netz- und Leitungsbau für ein prototypisches Biogas-Mikronetz erhoben. Die konkreten Berechnungen für die in der Standortentwicklung der Pilotanlage dargestellten Biogas-Mikronetze befinden sich in Kapitel 14. Die Netzauslegung der definierten prototypischen Biogas-Mikronetze erfolgte mittels der Software „Druckverlust 6.2“ zur Dimensionierung von Rohrleitungsnetzen. Ausgegangen wurde von einer Leitungsverlegung der Zubringer und Verteilstränge in unverbautem Gebiet und von einer Leitungsverlegung der Abnehmer- und Versorgungsanschlüsse im verbauten Gebiet. Die Kosten für spezielle Komponenten des Biogas-Mikronetzes (z.B. Sicherungs- und Odorierungseinrichtungen) wurden durch die Einholung von Richtpreisangeboten ermittelt.

9.1 Anforderungen an den Bau eines Biogas-Mikronetzes

Im nun folgenden Kapitel werden die technischen Eigenschaften von Rohrleitungen, z.B. die mechanische Festigkeit und die chemische Beständigkeit, näher beschrieben. Danach werden die Verlegung der Rohrleitungen, sowie verschiedene Verlegungsvarianten erläutert. Die für den Bau von Gasleitungen relevanten OVGW- Richtlinien sind in Anhang 18.7 zusammengestellt.

9.1.1 Mechanische Festigkeit

Rohrleitungen für Erdgas werden in Europa von mehreren Erzeugern aus Polyethylen (PE) gefertigt. Für die Kunststoffrohre aus Polyethylen ist der maximale zulässige Betriebsdruck in der Gasversorgung 10 bar.

Die Rohre sind mit PE80 und PE100 bezeichnet. Basis dieser Klassifizierung ist die Ermittlung von Bruchzeiten und die Berechnung von so genannten Zeitstand- Innendruckkurven nach der Standard-Extrapolationsmethode gemäß ISO 9080. PE100 muss eine erforderliche Mindestfestigkeit von über 10 MPa haben, PE80 von über 8 MPa.

PE-Rohre werden seit den 80er Jahren in Österreich für den Bau von Ergastransportleitungen verwendet. Die Entwicklung des PE- Rohrs geht seither in Richtung einer verbesserten Rissbeständigkeit, gleichzusetzen mit der langsameren Rissfortpflanzung.

9.1.2 Chemische Beständigkeit

Die Anforderungen an den Bau eines Biogas-Mikronetzes leiten sich aus den Normen und Bestimmungen für den Bau von Erdgasnetzen ab. In der ÖVGW- Richtlinie G31 (Erdgas in

Österreich, Tabelle1) sind die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit definiert, die auch gemäß der ÖVGW- Richtlinie G33 (regenerative Gase – Biogas, Tabelle 5) für die Biogas-Netzeinspeisung gelten. Die Grenzwerte für Gasbegleitstoffe sind darin, wie in folgender Tabelle 31 dargestellt, festgelegt.

Tabelle 31: Grenzwerte für Gasbegleitstoffe (ÖVGW- Richtlinie G31, G33)

Gasbegleitstoff	Einheit	Grenzwert
Gesamtschwefel	[mgS/m ³]	in Störfällen kurzzeitig ≤ 150
		im Jahresmittel ≤ 30
		auf Dauer ≤ 10
Mercaptanschwefel	[mgS/m ³]	≤ 6
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	[mg/m ³]	≤ 5
Kohlenstoffoxidsulfid (COS)	[mg/m ³]	≤ 5
Halogenverbindungen	[mg/m ³]	0
Ammoniak (NH ₃)		technisch frei ⁵
Fest- und Flüssigbestandteile		technisch frei
Gesamtsilizium (Siloxane, Silane)	[mg/m ³]	≤ 10

Das Biogas soll hierbei möglichst trocken sein. Die Begrenzung erfolgt im Allgemeinen durch Festlegung des Kondensationspunktes (Taupunktes).

Erfahrungen mit dem Transport von Biogas in PE- Leitungen gibt es unter anderem mit einer Biogasanlage in Dänemark (DCBP 2007). In Thorsø wird seit 1994 eine 4 km lange PE-Leitung Nennweite 150 mm zum Transport von Biogas eingesetzt. Der Durchsatz beträgt 12.000 – 15.000 m³ pro Tag. Probleme gab es anfangs nur aufgrund zu geringer Kühlung des Gases und der Kondensatbildung. Eine Kühlung des Biogases auf 10 °C hat dieses Problem gelöst. Seitdem gibt es keine Probleme mit der PE-Transportleitung.

Im Falle, dass spezielle Begleitstoffe im Biogas enthalten sind, müsste das PE-Rohr mittels definitiver Biogasproben auf chemische Resistenz gegenüber diesen Stoffen geprüft werden (PIPELIFE 2007a).

⁵ „technisch frei“ bedeutet, dass der Betrieb und Bestand der gastechnischen Einrichtungen sichergestellt ist. Weiters wird generell darauf verwiesen, dass keine Gasbestandteile enthalten sein dürfen, welche die Betriebssicherheit und den Bestand des Netzes gefährden.

9.1.3 Auswahl der Rohrleitungen

Die PE-Rohre werden nach ÖNORM EN 1555 und ÖVGW PG 392/Teil 1 und Teil 2 gefertigt. Die lieferbaren Dimensionen sind in der nachfolgenden Tabelle 32 aufgelistet.

Tabelle 32: Lieferbare PE-Rohrdimensionen und zulässige Betriebsdrücke (PIPELIFE 2007a)

Bezeichnung	dn	32	50	63	75	90	110	160	225	150	315
	Druck ⁶	Wandstärke [mm]									
PE 100	10 bar	3,0	4,6	5,8	6,8	8,2	10	14,6	20,5	-	-
	6 bar	-	-	-	-	5,2	6,3	9,1	12,8	14,2	17,9
PE 80	5 bar	3,0	4,6	5,8	-	-	-	-	-	-	-

Für den Einsatz in Biogas-Mikronetzen kann davon ausgegangen werden, dass Rohre der Dimension **dn** 25 bis **dn** 110 in den Nebensträngen, und **dn** 160 bis **dn** 315, in den Hauptsträngen verwendet werden können.

Die geraden Rohre werden in 6, 10 und 12 m Länge oder in Überlängen von 16 m geliefert. Des Weiteren sind PE-Rohre bis **dn** 110 auch als Rollen in 100 m Länge lieferbar. Lösbare Verbindungen für PE-Rohre und Formstücke sowie Übergangsstücke für PE auf Metall sind verfügbar. Die unlösbare Verbindung der PE-Rohre erfolgt entweder durch Heizwendelschweißung oder Heizelement-Stumpfschweißung (PIPELIFE 2007a).

In den Biogas-Mikronetzen, die mit einem auf die Erdgasqualität aufbereiteten Biogas (Biomethan) betrieben werden, können auch Stahlrohre unterschiedlicher Dimensionen verwendet werden. Der Vorteil der Stahlrohre liegt im höheren Betriebsdruck, wodurch die Gasleitung als Gasspeicher für kurz- und langfristige Speicherung und somit für das Lastmanagement im Mikronetz verwendet werden kann.

9.1.4 Verbindungstechnik

Alle Verbindungen sind möglichst spannungsfrei durchzuführen. Spannungen die sich aus Temperaturdifferenzen zwischen Verlegung und Betriebszustand ergeben können, sind durch geeignete Maßnahmen möglichst klein zu halten. (Rohre und Formstücke müssen beim Verarbeiten annähernd die gleichen Temperaturen haben). Schweißarbeiten dürfen nur von geschulten Kunststoff-Rohrschweißern und nur unter Verwendung von geeigneten Schweißgeräten vorgenommen werden.

⁶ Zulässiger Betriebsdruck (bar).

Heizelement-Stumpfschweißung

Die Enden der zu verbindenden Rohre werden angefräst und damit die Oxydationsschicht entfernt. Eine Metallplatte wird zwischen die Enden der Rohre gestellt und diese elektrisch geheizt und soweit kontrolliert erwärmt, dass das PE örtlich schmilzt. Danach wird die Metallplatte gezogen und die Rohre mit definiertem Druck aneinander gepresst. (Auf diese Methode wird in diesem Zusammenhang nicht weiter eingegangen.)

Elektromuffenschweißung

Die Rohre werden an den Enden miteinander bzw. mit Formstücken unlösbar verschweißt (siehe Abbildung 105). Dazu wird bei Rohrdimensionen bis dn 110 die Elektromuffenschweißung angewendet. Nach dem rechtwinkeligen Ablängen des Rohrs wird eine etwaige vorhandene Oxidschicht an den Rohrenden entfernt und das Rohr auf Länge der Einstechtiefe in die Muffe gereinigt. Die Formstücke für die Muffenschweißung sind mit verlängerten Schenkeln versehen und werden folienverpackt geliefert, so dass die Reinigung im Allgemeinen entfällt.

Danach wird die Einstechtiefe auf beiden Rohrenden markiert und die zu verbindenden Rohre bis zum Mitteanschlag in die Muffe geschoben. Dabei ist zu beachten, dass sich sowohl an der Innen- als auch an der Außenseite der Rohre kein Kondenswasser oder keine Reinigungsmittelreste befinden. Um ein spannungsfreies Schweißen zu gewährleisten und die Rohre in zentrierter Lage zu halten wird das Rohr anschließend mit der Elektroschweißmuffe in eine Haltevorrichtung eingespannt. Für Rohre mit \leq dn 110 ist nur die E-Muffenschweißung möglich. Verschweißte Elektromuffen (E-Muffen) sind exemplarisch in Abbildung 105 dargestellt (PIPELIFE 2007b).



Abbildung 105: Elektromuffe (PIPELIFE 2007b)

Herstellung von Abzweigungen mit Anbohrschellen

Abzweigungen können nicht nur durch T-Formstücke sondern auch mit Anbohrschellen hergestellt werden. Dies ist insbesondere bei Verlegung der PE-Rohre von der Rolle wirtschaftlich. Die Technik der Schweißverbindung durch thermisches Verschmelzen der beiden Komponenten ist dieselbe wie jene der E-Schweißung mit Muffen (PIPELIFE 2007b).

Weitere Möglichkeiten der Rohrverbindung

Darüber hinaus existieren Verbindungen wie Flanschverbindungen, Winkel, Bögen und T-Stücke und Übergangsstücke von PE auf Stahl. Lösbare Verbindungen sind bei erdverlegten PE-Gasrohren unüblich.

9.1.5 Verlegung der Rohrleitungen

Allgemeines

Das sorgfältige Einbetten der Rohrleitung bestimmt wesentlich die Erddruck- und Erdlastverteilung. Das Rohrauflager muss eine möglichst gleichmäßige Verteilung der Spannung gewährleisten. Die Rohre sind daher so zu verlegen, dass weder Linien- noch Punktauflagerungen auftreten. Dies wird durch Unterstopfen der Leitung sichergestellt, wobei jedoch durch das Einbringen und Verdichten des Verfüllmaterials die Rohrleitung weder in seiner

Lage noch in seiner Höhe nachteilig verändert werden darf. Für die Leitungsverlegung und Druckprüfung ist die ÖVGW Richtlinie G 52/2⁷ maßgeblich.

Verlegung im unverbauten Gebiet

Für die Rohrverlegung im unverbauten Gebiet soll bei gegebenen geologischen Voraussetzungen die grabenlose Verlegung (z.B. Einpflügen oder –fräsen) bevorzugt angewendet werden. Dies schon deshalb, da die eingesetzten Rohrdimensionen bis dn 110 als Rollen mit 100 m Länge verfügbar sind und somit eine wesentliche Ersparnis der Bau- und Verlegungskosten durch den Wegfall der Herstellung und Sicherung der Künetten und der Verbindungsmuffen gegeben ist.

9.1.6 Odorierung

Der Gasnetzbetreiber hat als Sicherheitsmaßnahme dafür zu sorgen, dass ein unbeabsichtigter Gasaustritt vom Menschen warnend wahrgenommen werden kann. Für die Gasodorierung in Österreich ist die ÖVGW- Richtlinie G79 („Gasodorierung“) anzuwenden. Diese bezieht sich zwar auf Erdgas (ÖVGW- Richtlinie G31), sie kann jedoch sinngemäß auch für Biogas-Mikronetze angewendet werden.

Seit einiger Zeit kommt anstatt der bisher üblichen leichtflüchtigen, typisch riechenden organischen Schwefelverbindungen wie Tetrahydrothiophen (THT), ein schwefelfreies Acrylatgemisch mit dem Handelsnamen „Gasodor S-Free“, als Odoriermittel für Erdgas und andere Brenngase zum Einsatz⁸. Gasodor S-Free ergibt einen deutlichen Warngeruch und erfüllt damit die Anforderungen zum sicheren Einsatz. Das Produkt ist – außer in Laborprüfungen – nach BERNHART, REIMERT (2001) auch in umfangreichen Feldtests erprobt und von der DVGW (Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.) nach DIN EN ISO 13734 geprüft und für Erdgas zugelassen.

Anzumerken ist, dass selbst gereinigtes Biogas aufgrund des darin noch enthaltenen geringen Anteils an Schwefelwasserstoff (H_2S) im Allgemeinen am Geruch erkannt wird. Es könnte daher gegebenenfalls auf eine Odorierung verzichtet werden, wenn dies normativ geregelt werden kann.

⁷ Bau von Gasrohrleitungen aus Kunststoff Teil 2: Rohre aus PE, Richtlinie für das Verlegen von Gasrohrleitungen aus Polyethylen (PE) für einen Betriebsdruck ≤ 10 bar

⁸ Technisches Datenblatt http://www.gasodor-s-free.com/de/pdf/TDB_Gasodor_de.pdf, sowie Sicherheits Datenblatt http://www.gasodor-s-free.com/de/pdf/SDB_Gasodor_de.pdf.

9.2 Dimensionierung von Rohrleitungen

Im folgenden Kapitel werden zunächst die Grundlagen der Druckverlustberechnung in Rohrleitungen generell sowie in ausgedehnten Netzstrukturen behandelt und die Grenzen der Anwendung der Berechnungsmethoden beschrieben. Aufgrund der vergleichsweise einfachen Struktur der prototypischen Biogas-Mikronetze in dieser Studie gibt es keine so genannten Ringleitungen aufgrund von Querverbindungen zwischen Rohrsträngen. Das bedeutet, es kann die klassische, nicht iterative Netzberechnung für alle Betriebszustände und Lastprofile angewendet werden.

Ausgehend vom Bedarf der einzelnen Verbraucher erfolgt die Dimensionierung der Leitungsröhre „entgegen“ der Strömungsrichtung des Biogases bis zu den Stellen der Gaseinspeisung ins Netz.

9.2.1 Druckverlustberechnung

9.2.1.1 Strömungswiderstand allgemein

Bei hydraulischen Problemen besteht die Hauptaufgabe in der Ermittlung des Druckverlustes durchströmter Leitungselemente wie gerader Rohre, Krümmer, Absperrvorrichtungen, Drosselklappen, etc. (HÜTTE 1989).

Bezeichnung der Symbole (Dimension):

ν	kinematische Viskosität des Mediums [m^2/s]
λ	Rohreibungszahl (1)
ζ	Druckverlustzahl (1)
l	Rohrlänge [m]
D	Innendurchmesser Rohr [m]
ρ	Dichte [kg/m^3]
Δp	Druckverlust [$Pa = N/m^2$]
w	Geschwindigkeit des Mediums [m/s]

Für den Druckverlust Δp in geraden Rohren gilt:

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho w^2 \frac{l}{D} \lambda \quad \text{Gl. 10}$$

Der Koeffizient λ ist die Rohrreibungszahl. Für die weiteren Rohrleitungselemente gilt:

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho w^2 \zeta \quad \text{Gl. 11}$$

Mit der Druckverlustzahl ζ werden die durch Armaturen hervorgerufenen Druckverluste erfasst. Bei turbulenter Strömung ist $\zeta = \text{konstant}$ und der Druckverlust proportional zum Quadrat der mittleren Geschwindigkeit w .

9.2.1.2 Strömungen in Rohren mit Kreisquerschnitt

Die Strömungsform in Kreisrohren ist von der Reynolds-Zahl $Re = wD/\nu$ abhängig, wobei bei $Re < 2320$ laminare und bei $Re > 2320$ turbulente Strömung auftritt. (Die Reynolds-Zahl ist dimensionslos.) Der Reibungseinfluss wird durch die Rohrreibungszahl λ erfasst, der von der Reynolds-Zahl Re und der relativen Wandrauhigkeit k/D abhängen kann. Es gelten die Beziehungen:

Laminare Strömung

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (Re < 2320) \quad \text{Gl. 12}$$

(Hagen-Poiseuille)

Turbulente Strömung

a) hydraulisch glatt $\lambda = \lambda$ (Re)

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} \quad (2320 < Re < 10^5) \quad \text{Gl. 13}$$

(Blasius)

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2,01g(Re\sqrt{\lambda}) - 0,8 \quad (10^5 < Re < 3 \cdot 10^6) \quad \text{Gl. 14}$$

(Prandtl)

b) Übergangsgebiet $\lambda = \lambda$ ($Re, k/D$)

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2,01g\left(\frac{k}{D \cdot 3,715} + \frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}}\right) \quad \text{Gl. 15}$$

(Colebrook)

c) vollkommen rauh $\lambda = \lambda_{(k/D)}$

$$\lambda = \frac{0,25}{\left(\lg \frac{3,715D}{k}\right)^2} \quad (\text{Re} > 400 \text{ D/k} \lg (3,715 \text{ D/k})) \quad \text{Gl. 16}$$

Bei der turbulenten Rohrströmung sind die Dicke der viskosen Unterschicht und die Rauhigkeit der Rohrwand für das Strömungsverhalten wichtig. Bei einer hydraulisch glatten Wand werden die Wandrauhigkeiten von der viskosen Unterschicht überdeckt. Im Übergangsbereich sind beide von gleicher Größenordnung. Bei vollkommen rauer Wand sind die Rauhigkeitserhebungen wesentlich größer als die Dicke der viskosen Unterschicht und bestimmen somit die Reibung der turbulenten Strömung (HÜTTE 1989).

9.2.1.3 Rauheitsmaß

Die Rauhigkeit der Innenrohroberfläche, dem Wert k in Kapitel 9.2.1.2 entsprechend, wird von einer Herstellerfirma für Gasrohre mit 0,01 mm angegeben (PIPELINE 2007a). Dieser Wert ist für beide der marktüblichen Gasrohre PE80 und PE100 gleich und erhöht oder vermindert sich durch den Gebrauch im Laufe der Zeit nicht.

9.2.2 Heizwert von Biogas

Der Heizwert von Biogas wird überwiegend vom Methangehalt (CH_4) bestimmt. Diese brennbaren Gasanteile schwanken zwischen ca. 50 – 75 Vol.- %. Die weiteren im gereinigten Biogas enthaltenen Substanzen H_2O , O_2 , N_2 , NH_3 , H_2 , und H_2S ergeben zusammen rund 5 Vol. % und sind bei der Festlegung der physikalischen Parameter zu vernachlässigen. Die einschlägige Literatur gibt für Biogas einen Heizwert von durchschnittlich 6 kWh/m³ bzw. 21,6 MJ/m³ (FNR 2005) an. Bei der Auslegung der prototypischen Biogas-Mikronetze wurde jedoch von einer Beimischung von Erdgas ausgegangen. Erdgas hat einen typischen Methangehalt zwischen 96 % und 98 % und einen Energiegehalt von 9,97 kWh/Nm³ bzw. 35,9 MJ/Nm³. Der tatsächliche Heizwert des Gases im Mikronetz hängt somit von der jeweiligen Gaszusammensetzung ab. Bei der Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität entspricht die Zusammensetzung und der Heizwert des Biogas-Erdgasgemisches den Anforderungen der ÖVGW Richtlinie G31.

9.2.3 Berücksichtigung von Lastzuständen

Grundlage der Biogas-Mikronetzdimensionierung sind die Erzeugungsprofile der Gas-Erzeugung(en) sowie die Lastprofile der Verbraucher. Erzeugungs- und Lastprofile unterliegen tageszeitlichen und jahreszeitlichen Schwankungen. Die zeitliche Auflösung beider Profile beträgt eine Stunde (Gaserzeugung respektive –verbrauch in m³/h), so dass eine hinreichende Genauigkeit der Ergebnisse gewährleistet ist.

Das erzeugerseitige und gegebenenfalls verbraucherseitige Lastmanagement wurde berücksichtigt. Des Weiteren wurden Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt, da meist unterschiedliche Verbraucher nicht zu denselben Zeiten die (volle) Anschlussleistung benötigen.

Die unterschiedlichen Betriebszustände ergeben sich aus allen Möglichkeiten der zeitlichen Variation der Erzeugungsprofile mit den Lastprofilen. Für jeden dieser definierten Betriebszustände wird das Biogas-Mikronetz dimensioniert. In diesen Einzelrechnungen werden die erforderlichen Rohrdimensionen der Teilstränge des Biogas-Mikronetzes festgelegt. Aus diesem Kollektiv der Ergebnisse (= der einzelnen Betriebszustände) wird für jeden einzelnen Rohrleitungsabschnitt der erforderliche (technisch/ökonomische) Durchmesser der Rohrleitung berechnet. Der Betriebszustand mit maximalen Volumenstrom (m^3/s) ist für die Dimensionierung des Biogas-Mikronetzes bestimmend.

9.2.4 Dimensionierung der Biogas-Mikronetze

9.2.4.1 Gasgeschwindigkeit in Biogas-Mikronetzen

Strömungsgeschwindigkeiten von 6 m/s und darüber sind durchaus üblich. Allerdings ist es bei der Planung von Gasversorgungssystemen - generell von leitungsgebundenen Systemen zur Energieversorgung - üblich eine Reserve für einen weiteren, späteren Ausbau der Versorgungskapazität zu berücksichtigen. Die mittlere Geschwindigkeit in kleineren Biogas-Mikronetzen wird im Bereich von ca. 2 – 4 m/s liegen, so dass die Druckverluste möglichst gering sind. Bei größerem Durchmesser und Leitungslängen sind etwas höhere Gasgeschwindigkeiten üblich, wodurch der Druckverlust in den einzelnen Leitungsabschnitten in etwa gleich groß ist. Eine gebräuchliche Klassifizierung der Leitungsabschnitte ist:

- Transportleitung, Hauptstrang (über längere Distanzen),
- Verteilleitungen, Nebenstrang (abzweigend vom Hauptstrang) und
- Zuleitungen zu den einzelnen Verbrauchern (abzweigend vom Nebenstrang).

In derselben Reihenfolge werden sowohl die Leitungslänge der einzelnen Stränge wie auch deren Rohrdurchmesser abnehmen. Daher ist es technisch und wirtschaftlich sinnvoll für Transportleitungen geringere Druckverluste pro Längeneinheit (m) zuzulassen als für die vergleichsweise kurzen Zuleitungen zu den Verbrauchern. Der Verlust in den einzelnen Rohrleitungsabschnitten wird etwa gleich sein (siehe Abbildung 106). Die Berechnungen des Druckverlustes erfolgen mit dem Programm Druckverlust 6.2 (SOFTWARE-FACTORY 2007). Die Ausdrucke der Berechnungen hierzu befinden sich in Anhang 18.7.1 ff.

Folgende Abbildung 106 zeigt den Bereich des möglichen Biogasdurchsatzes. (Volumenstrom in m^3/h (Ordinate) durch PE- Rohre der Dimension d_n 25 bis d_n 80.) Mit diesen Dimensionen werden Biogasvolumina von ca. 5 - 50 m^3/h realisiert, wobei wie festgelegt, die Gasgeschwindigkeit auf < 4 m/s (Parameterwerte) beschränkt bleibt. Der Druckverlust einer 100 m Rohrleitung (Abszisse) bleibt im Bereich von < 10 mbar. Diese Werte sind für Erdgas-

versorgungen typisch und können sinngemäß auch für ein Konzept des Leitungsbaus von Biogas-Mikronetzen angenommen werden.

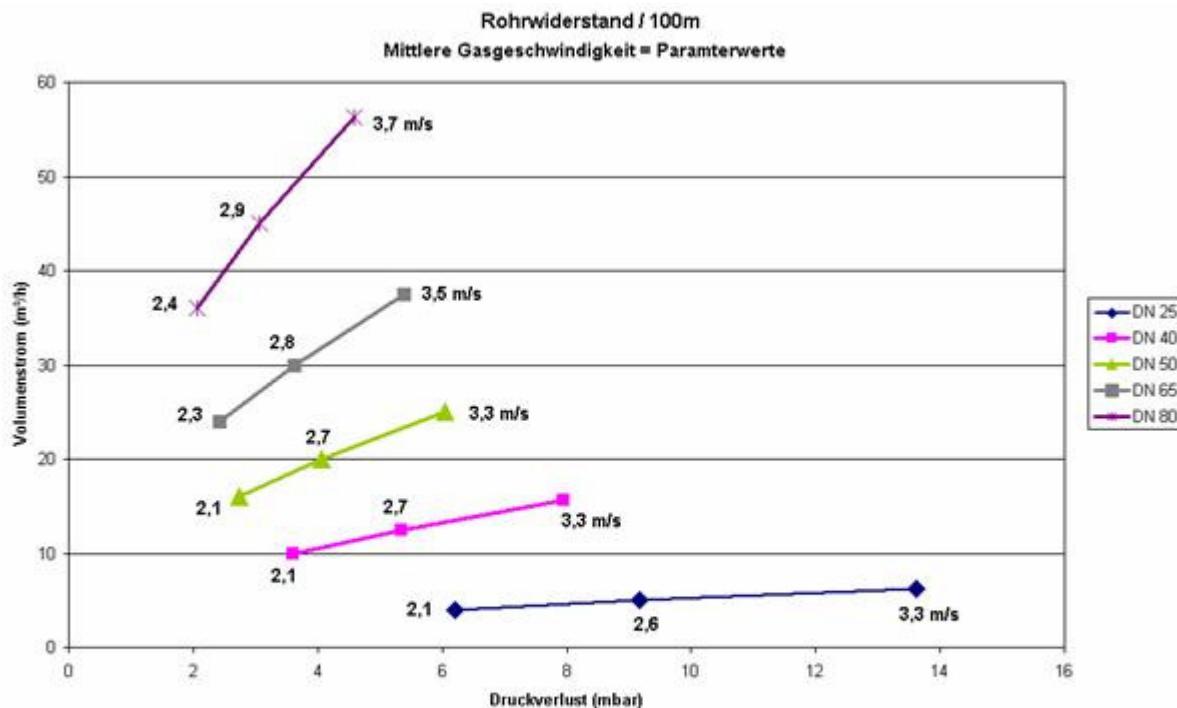


Abbildung 106: Rohrwiderstand pro 100 m für DN 25 bis DN 80

9.2.4.2 Festlegung der Bedarfs- und Erzeugungswerte

Als unter Grenze der Wirtschaftlichkeit von Versorgungsnetzen (Wärmeversorgung aus fester Biomasse und fossilen Energieträger, etc.) gilt im Allgemeinen ca. 1 kW pro Trassenmeter als mittlere spezifische Anschlussleistung. Dieser Wert kann meist nur dann erreicht werden, wenn Industrie- und/oder Gewerbebetriebe mitversorgt werden.

Das ÖKL (Österreichisches Kuratorium für Landtechnik und Landentwicklung) nennt gemäß Merkblatt Nr. 67/1999 „Technisch-wirtschaftliche Standards für Biomasse-Fernheizwerke“ einen Wert von 1,2 MWh pro Trassenmeter als jährliche Wärmeabnahme aus, ab dem eine Wärmeversorgung auf Basis fester Biomasse rentabel ist. Wird dieser Wert durch die so genannten Vollastbetriebsstunden von Heizungsanlagen pro Jahr, das sind 1500 – 1700 h/a dividiert, so errechnet sich der Grenzwert der Wirtschaftlichkeit zu etwa 0,75 kW/m. Die in dieser Studie konzipierten Versorgungsstrukturen sind prototypische, fiktive Biogas-Mikronetze deren charakteristische Parameter

- Struktur
- Länge
- Art der Abnehmer (Haushalt, Gewerbe, usw.)

- Anzahl der Abnehmer

nicht vorgegeben sind und daher festgelegt werden müssen.

Für das ländliche Ortsnetz (MN 1) werden diese Parameter derart gewählt, dass sich für die gesamte Netzstruktur der oben genannte Grenzwert der Wirtschaftlichkeit von 0,75 kW/m ergibt. Für die beiden anderen Netzstrukturen MN 4 und MN 5 / 6 errechnen sich, mit zum Teil gleichen und zum Teil ähnlichen Festlegungen in weitgehender Analogie zu den Parametern von MN1, entsprechend höhere Werte. Die vorweg genommenen Ergebnisse der Berechnungen sind (in kW / Trassenmeter):

- MN 4 1,71
- MN 5 und 6 1,11
- Projekt 1 1,35.

In folgender Tabelle 33 werden die im Abschnitt „Lastmanagement“ festgelegten Anschlussleistungen von Wohngebäuden und typischen Gewerbebetrieben (Bäckerei, Wäscherei) angeführt. Sie stimmen weitgehend mit den der Netzberechnung zugrunde gelegten Werten (letzte Rubrik) überein. (Die Abkürzung GZF steht dabei für Gleichzeitigkeitsfaktor.)

Tabelle 33: Summenwerte der Leistung der Netzberechnung der drei prototypischen Biogas-Mikronetze bei mittlerem biogenen Deckungspotenzial

Versorgungsvariante: Mittleres biogenes Deckungspotenzial			Werte der Netz- berechnung
Ländliches Ortsnetz (Biogas-Mikronetze 1a und 1b)			
Einspeiseleistung [kW] = max. Bedarf	Anschlussleistung		
5.361	Abnehmer	Leistung [kW]	Leistung [kW]
	Wohngebäude	1855	1840
	Ortsgasversorgung I	2011	2012
	Ortsgasversorgung II	1766	1768
Anschlussleistung nominell		5633	5620
GZF: örtliches Landnetz	0,95		
Gewerbegebiet (Biogas-Mikronetze 4a und 4b)			
Einspeiseleistung [kW] = max. Bedarf	Anschlussleistung		
4.317	Abnehmer	Leistung [kW]	Leistung [kW]
	Bäckerei	1355	1800
	Wäscherei	3500	3000
Anschlussleistung nominell		4855	4800
GZF: Gewerbegebiet	0,89		
Gemischtes Gebiet (Biogas-Mikronetz 5 und 6)			
Einspeiseleistung [kW] = max. Bedarf	Anschlussleistung		
4.374	Abnehmer	Leistung [kW]	Leistung [kW]
	Bäckerei	678	900
	Wäscherei	1751	1500
	Wohngebäude	925	920
	Ortsgasversorgung I	1004	1006
	Ortsgasversorgung II	882	884
Anschlussleistung nominell		5240	5210
GZF: gemischtes Gebiet	0,83		

Die Verbraucher der Ortsgasversorgung I (OGV I) und (OGV II) sind Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser (EFH, ZFH und MFH). Typische Heizleistungen in EFH und ZFH sind in Tabelle 34 dargestellt. (aus Internetkatalogen von 2 Heizkesselherstellern):

Tabelle 34: Typische Heizleistungen in EFH und ZFH

Lieferfirma 1 ⁹ [kW Nennleistung]	Lieferfirma 2 ¹⁰ [kW Nennleistung]
12	22
19	28
26	36
35	47
45	65

Es wird für die EFH der Wert 19 kW, für die ZFH der Wert 28 kW gewählt. Dies entspricht in etwa einem mittleren Leistungswert, der zwischen jenen von neuen, gut isolierten Häusern und dem von bestehenden Häusern, welche etwa Mitte des vorigen Jahrhunderts gebaut wurden, liegt.

Der Leistungsbereich der Heizkessel in Mehrfamilienhäusern liegt, der Größe und der thermischen Qualität der Gebäudehülle entsprechend, in einem weiten Bereich. Es wird ein typischer Wert von 230 kW gewählt, der einem mehrgeschossigem Wohnhaus oder mehreren Wohnhäusern mit insgesamt etwa 23 Wohnungen von durchschnittlich je 10 kW Heizlast entspricht. Für die Gewerbebetriebe werden Kesselleistungen von 300 kW im Falle der „typischen Bäckerei“ und 500 kW für die „typische Wäscherei“ angenommen. Die Heizlasten und damit die Werte, die der Berechnung der Biogas-Mikronetze MN 1 - MN 6 zugrunde liegen, sind in folgender Tabelle 35 zusammen gestellt.

⁹ Vaillant Austria GmbH.

¹⁰ Hoval Gesellschaft mbH.

Tabelle 35: Abnehmeranzahl und Heizlasten für die Biogas-Mikronetze 1 bis 6

			Anzahl Abnehmer	Leistung [kW]	Leistung Gesamt	Mittelwert [kW/Abn.]
Ortsnetz	Wohngebäude	MFH	8	230	1840	
	OGV I	EFH	44	19	836	
		ZFH	42	28	1176	
OGV I - gesamt			86		2012	
	OGV II	EFH	40	19	760	
		ZFH	36	28	1008	
OGV II - gesamt			76		1768	
	Bäckerei		6	300	1800	
	Wäscherei		6	500	3000	
Gewerbe			12		4800	
	MN 1a und 1b		170		5620	33
	MN 4a und 4b		12		4800	400
	MN 5 und 6		91		5210	57

9.2.4.3 Betriebsparameter der Biogas-Mikronetze

Das Biogas-Mikronetz wird bei Umgebungstemperatur betrieben. Für im Erdreich verlegte Rohre wurde die Gastemperatur mit 10°C angesetzt. Der Betriebsdruck soll zwischen 1,2 - 1,3 bar(a) (Anm.: absoluter Druck) liegen. Wie Berechnungen zum Druckverlust ergeben, beträgt der maximale Druckabfall weniger als 20 mbar. Somit wird der minimale Druck bei dem von der Biogasanlage weitest entfernten Abnehmer $> 1,2 - 0,02 = 1,18$ bar(a) betragen. Das sind 180 mbar(ü) (Anm.: über atmosphärischem Druck) und damit ausreichend hoch für gängige Heizkessel oder andere Verbraucher.

Der Heizwert von Biogas wird mit $6 \text{ kWh/Nm}^3 = 21,6 \text{ MJ/m}^3$, entsprechend einem Methangehalt von 60 %, angenommen. In den folgenden Berechnungen ist der angenommene Wirkungsgrad der Heizungen (= Heizleistung zu Wärmeinhalt im Biogas) mit 0,9 sowie die Gleichzeitigkeitsfaktoren der einzelnen Biogas-Mikronetze zu berücksichtigen.

9.2.4.4 Strukturen der prototypischen Biogas-Mikronetze

Die Biogas-Mikronetzstrukturen bestehen aus einen Hauptstrang und mehrere von diesem ausgehende Nebenstränge. Diese sind in den folgenden Abbildung 107 bis Abbildung 109 dargestellt.

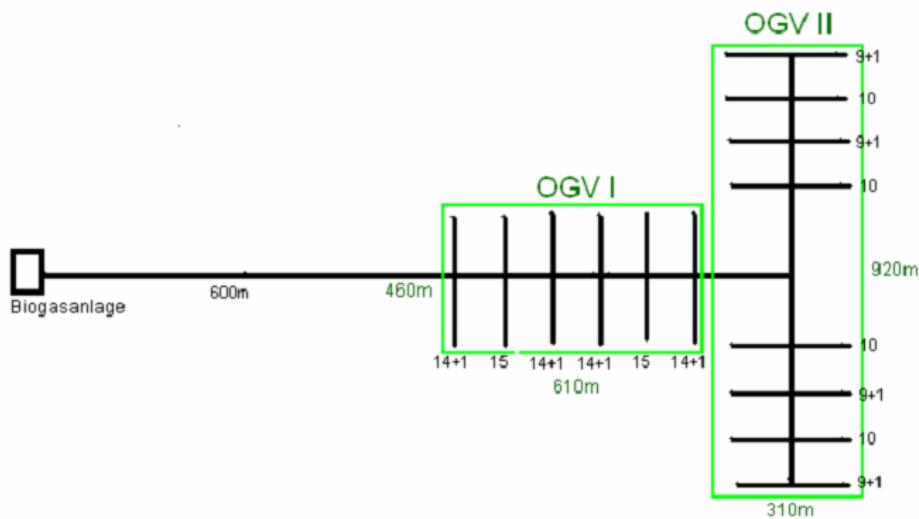


Abbildung 107: Schematische Darstellung der Netzstruktur des „ländlichen Ortsnetzes“ (MN 1)

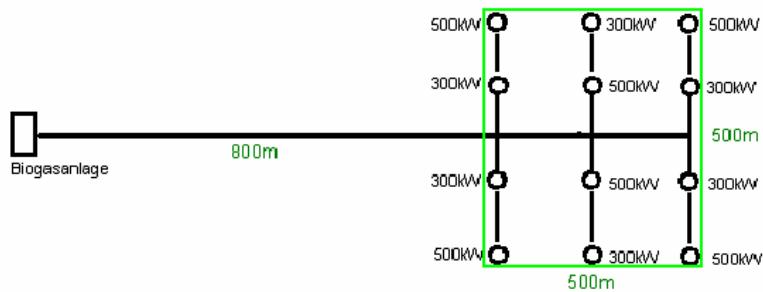


Abbildung 108: Schematische Darstellung der Netzstruktur des „Gewerbegebietes“ (MN 4)

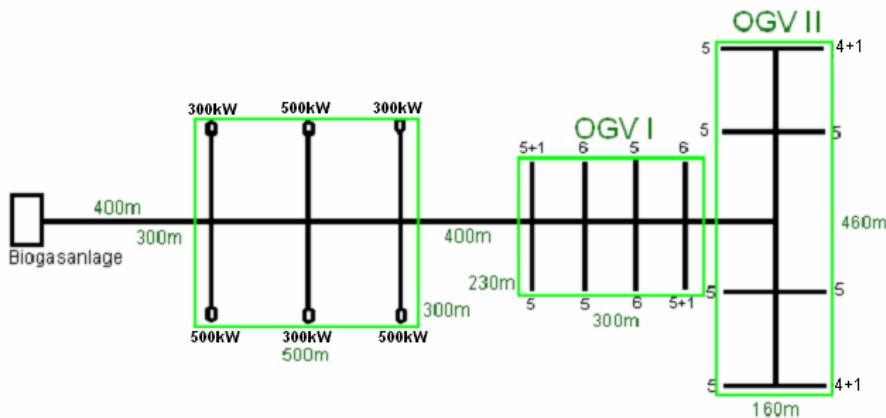


Abbildung 109: Schematische Darstellung der Netzstruktur des „gemischten Gebietes (MN 5 und 6)

9.2.4.5 Dimensionierung der Biogas-Mikronetze

Die Berechnungen der Biogas-Mikronetze erfolgt

- indem die **Netzknoten** (= Punkte zwischen den einzelnen Leitungsabschnitten)
- die **Leitungslängen** (= Entfernung) zwischen den Netzknoten
- **Anschlussleistungen** der **Abnehmer** resp. die daraus resultierenden Biogasvolumenströme

definiert werden.

Daraus wird mit der Software „Druckverlust 6.2“ die PE- Rohrdimension bestimmt, wobei die Gasgeschwindigkeit im Rohr < 4 m/s entspricht. Das Programm berechnet den im Leitungsabschnitt auftretenden Druckverlust mit einer Größenordnung von wenigen mbar pro 100 m Leitungslänge.

Die verifizierbaren Berechnungen der Biogas-Mikronetze mittels der Software „Druckverlust 6.2“ sind in Anhang 18.7.1 ff. enthalten

9.2.4.5.1 Zusammenstellung der Ergebnisse der technischen Biogas-Mikronetzauslegung

In der folgenden Tabelle 36 wurden die Berechnungsergebnisse ausgewertet und mit eigenen Berechnungen (Anhang 20.4.5) ergänzt.

Tabelle 36: Spezifische Kennwerte der Biogas-Mikronetzauslegung und des Druckabfall in den Leitungen

		MN 1	MN 4	MN 5 + 6
Summe der Anschlussleistungen	[kW]	5620	4800	5210
Trassenlänge	[m]	7525	2800	4675
spez. Netzleistung	[kW / m]	0,75	1,71	1,11
Anzahl der Abnehmer		170	12	91
mittlere Anschlussleistung / Abnehmer	[kW]	33	400	57
Leistungsbedarf der einzelnen Abnehmer	[kW]	19 - 230	300 - 500	19 - 500
Gasrohre - Nenndurchmesser	DN	65 - 300	125 - 300	65 - 300
maximaler Druckabfall beim Verbraucher	[mbar]	17,1	7,7	16,3

Die Werte in der Zeile 1 sind der Tabelle 35 entnommen. In der Zeile 2 werden die in den Netzstrukturen festgelegten Leitungslängen summiert (Abbildung 107 bis Abbildung 109). In Zeile 3 ist die in Kapitel 9.2.4.2 erwähnte charakteristische Kenngröße der spezifischen Netzleistung ($\geq 0,75$ kW pro m Trasse als Quotient der Zeile 1 und Zeile 2) bestimmt.

Die numerische Auslegung der Biogas-Mikronetze (Anhang 20.4.5) nach den in den vorangestellten Kapiteln beschriebenen Kriterien und festgelegten Parametern führt zu den Ergebnissen in den Zeilen 4 bis 8. Sie ermöglichen in dieser Zusammenstellung den quantitativen Vergleich der unterschiedlichen prototypischen Biogas-Mikronetze.

Der in der letzten Zeile der Tabelle aufgelistete maximale Druckabfall beim Verbraucher beträgt, wie bereits in Kapitel 9.2.4.3 erwähnt, weniger als 20 mbar, so dass die sichere Versorgung aller Verbraucher mit einem ausreichendem Gasdruck von 1,18 bar(a) auch bei maximalem Leistungsbedarf gegeben ist.

9.2.4.6 Kostenberechnung der Leitungsnetze der Biogas-Mikronetze

9.2.4.6.1 Annahmen

In diesem Abschnitt werden die Einheitspreise für die Lieferung und Verlegung der PE 100 Rohre gemäß Preisliste 2008 der Fa. Pipelife (Pipelife 2007a) abgeleitet. Zuzüglich der Kosten für den Bauteil, das sind

- Herstellung des Rohrgrabens, der Künnette
- Lieferung
- Verfüllen des Rohrgrabens nach ÖVGW- Richtlinien und
- Wiederherstellung der Geländeoberfläche.

Für die oben genannten Positionen werden Richtwerte für dn 25 von 30,00 € und für dn 100 von 50,00 € angenommen (EVN 2007).

Für dazwischen liegende Durchmesser ist von einem in etwa linearem Zusammenhang zwischen dn (Rohr - Normdurchmesser) und den Kosten für die oben genannten Positionen auszugehen. Bei nicht grabenloser Verlegung, etwa im verbauten Gebiet mit befestigter Geländeoberfläche, kann für den Bauteil (Herstellung, Sicherung, Verfüllen der Künnette und Wiederherstellung der Geländeoberfläche) ein Richtpreis von rund 55,00 € pro Trassenmeter angenommen werden. Die letztlich angenommenen Werte liegen im Bereich von 40,00 €/m für dn 65,00 bis zu 70,00 €/m für dn 300 (siehe Tabelle 37). Des Weiteren werden die aktuellen Preise für die Lieferung der PE 100 Rohre in den Dimensionen dn 100 bis dn 300 aufgelistet:

- PE10GAS110x6,3: 14,45 €/m
- PE10GAS315x17,9: 115,00 €/m.

Aus diesen Werten wird durch lineare Inter- und Extrapolation das Kostenkollektiv der für diese Studie verwendeten Dimensionen mit hinreichender Genauigkeit bestimmt.

Tabelle 37: Richtwerte der Leitungsbaukosten (Rohr- und Bauteil)

DN	Rohr [€/m Trasse]	Rohr + Bau [€/m Trasse]	Bau [€/m Trasse]
65	7,6	47,6	40,0
80	9,9	54,2	44,3
100	14,5	63,0	48,6
125	22,1	75,0	52,9
150	30,0	87,1	57,1
200	58,5	119,9	61,4
250	73,5	139,2	65,7
300	115,0	185,0	70,0

Diese Auflistung der Rohr- und Bauteilkosten für die einzelnen Dimensionen der Leitungsröhre ist in Abbildung 110 grafisch dargestellt. Wie aus der Praxis des Rohrleitungsbaus bekannt, ist der Zusammenhang zwischen dem Rohrdurchmesser und den Kosten (Rohr und Bau) in etwa linear.

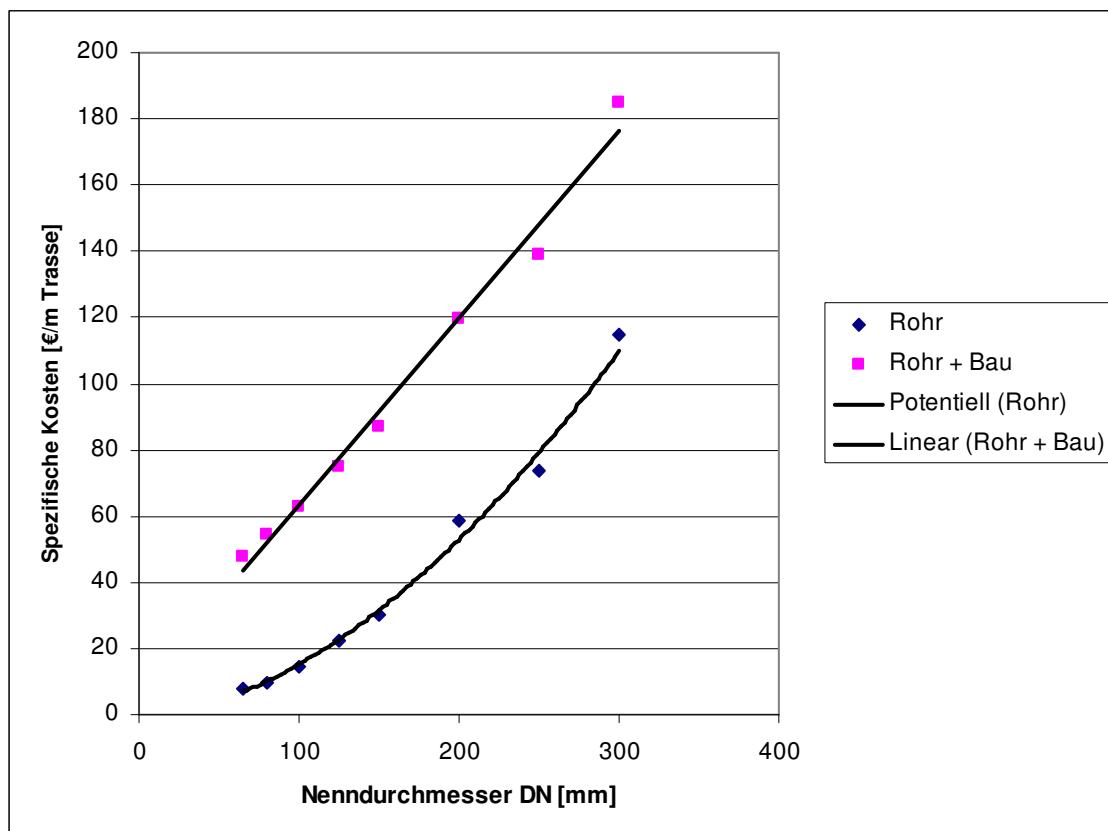


Abbildung 110: Spezifische Kosten des Biogasleitungsbaus pro m Trassenlänge

9.2.4.6.2 Ergebnisse der Kostenermittlung der Biogas-Mikronetze

Bei der Kostenermittlung der Biogas-Mikronetze wird auf errechnete Dimensionen und deren Leitungslängen in Tabelle 35 18.7.5 und Anhang 18.7.6 **Tabelle 36** verwiesen. Daraus werden die Gesamtkosten der Biogas-Mikronetze berechnet und daraus die spezifischen Leitungskosten (€/m) (Tabelle 38).

Die Längen der Leitungen, gegliedert nach den Nenndurchmessern dn 65 bis dn 300, werden für die jeweiligen Biogas-Mikronetze mit den spezifischen Kosten (€/m) multipliziert. Daraus errechnen sich die Kosten der Leitungsnetze, zunächst getrennt nach dn und in der Folge als Summe dieser Werte die Gesamtkosten der einzelnen Biogas-Mikronetze.

Tabelle 38: Kosten für die Leitungsnetze MN 1 bis MN 6 [€] und spezifische Kosten pro m Trasse [€ / m]

Kosten [€/m]	DN	Längen [m]			Kosten [€]		
		MN 1	MN 4	MN 5+6	MN 1	MN 4	MN 5+6
47,6	65	1240		780	59024	0	37128
54,2	80	2160		780	117041	0	42265
63,0	100	2300		1360	144949	0	85709
75,0	125		1500		0	112436	0
87,1	150	460		255	40086	0	22221
119,9	200		250	600	0	29982	71957
139,2	250	525	250	500	73088	34804	69607
185,0	300	840	800	400	155400	148000	74000
Summe	[€]	7525	2800	4675	589588	325221	402888
Kosten – Mittelwert [€/m]					78	116	86

Die Kosten verstehen sich ohne Kosten der Hauszuleitungen. Diese werden üblicher Weise den Abnehmern in Form einer Anschlussgebühr in Rechnung gestellt und sind im Eigentum der Grundbesitzer (Abnehmer).

9.3 Bewertung der Biogas-Mikronetze

Die verfügbaren Alternativen der leitungsgebundenen Wärmeversorgung neben der Versorgung mit Biogas über Biogas-Mikronetze sind:

- Versorgung mit Erdgas,
- Fernwärme aus der Biomasse-, Abfallverbrennung oder der Wärmeauskopplung aus Kraftwerken sowie
- Elektrische Widerstandsheizung.

Es ist festzustellen, dass der Bau von Biogas-Mikronetzen zur Wärmeversorgung kostengünstiger ist, als die oben erwähnten Alternativen, und zwar aus folgenden Gründen:

- Gegenüber der Erdgasversorgung ist der Wegfall der unvergleichlich hohen anteiligen Kosten des Ferntransportes maßgeblich. Der geringere Heizwert des Biogases gegenüber dem Erdgas vermindert aber kompensiert diesen Vorteil nicht.
- Die FernwärmeverSORGUNG mit dem Medium Heißwasser, in isolierten Vor- und Rücklaufrohren ist wesentlich teurer.
- Die energetischen Verluste der FernwärmeverSORGUNG sind erheblich.

- Die Möglichkeit der grabenlosen Verlegung kleiner Rohrdimensionen verringert die Bauzeit und Kosten.
- Die elektrische Heizung bietet keine ökologischen wie ökonomischen Vorteile.

Daher sollte die Projektierung von Biogas-Mikronetzen in Regionen mit und ohne bestehender Erdgasversorgung sowie abseits von bestehenden Wärmeversorgungsnetzen, verstärkt in Erwägung gezogen werden.

9.4 Conclusio des Netz- und Leitungsbaus für Biogas-Mikronetze

Ausgehend von den Grundlagen der Gasströmung in runden Rohren wurden die Parameter zur Dimensionierung des Rohrdurchmessers festgelegt. Dabei kommen entsprechende Materialien und Dimensionen zur Anwendung. Besonderes Augenmerk wird auf die chemische Beständigkeit von Polyethylen (PE), aus dem die Gasrohre gefertigt sind, gelegt, welches seit Jahrzehnten zur Fortleitung und Verteilung von Erdgas und seit 1994 auch zur Biogasfortleitung und Verteilung eingesetzt wird. Die erforderliche Reinheit des Biogases wurde definiert.

Die sechs prototypischen Biogas-Mikronetze sind für konkrete, standortbezogene Netzauslegungen charakteristisch, so dass die Netzauslegungen konkreter Standorte mit den Ergebnissen der konzipierten, theoretischen (prototypischen) Biogas-Mikronetze vergleichbar sein werden.

Es konnten die bei standortbezogenen Projekten mitunter gegebenen Besonderheiten, wie z.B. Erschwernisse im Leitungsbau, besondere Oberflächen- und Bodengegebenheiten, bestehende Einbauten im Trassenverlauf u.a., nicht berücksichtigt werden. Daher wird eine konservative Netzauslegung gewählt, welche durch die Wahl einer niedrigen Gasgeschwindigkeit im Netz von < 4 m/s gegeben ist.

Die mittlere Anschlussleistung pro Längeneinheit (m) der Trasse ist für die Wirtschaftlichkeit leitungsgebundener Energieversorgung ein charakteristischer Wert, der zwischen 0,75 kW/m (Ländliches Ortsnetz) und 1,7 kW/m (Gewerbenetz) liegt (siehe Tabelle 36). Die spezifischen Kosten der Versorgungsleitungen (siehe Tabelle 38) liegen zwischen ca. 79 €/m (Ländliches Ortsnetz) und etwa 116 €/m (Gewerbenetz).

Ein notwendiges, jedoch noch nicht hinreichendes Kriterium für den ökologischen und wirtschaftlichen Bau von Biogas-Mikronetzen ist die Anschlussdichte (Anschlussleistung) der Verbraucher von ca. 0,75 kW/m Trasse. Weitere, nicht den Leitungsbau betreffende Voraussetzungen, für die Wirtschaftlichkeit konkreter standortspezifischer Projekte sind z.B. die Verfügbarkeit kostengünstiger Biomasse für die Biogaserzeugung, die jahreszeitliche Kontinuität der Gasnachfrage, etc.

Weitere Qualitätsvorteile von Biogas-Mikronetzen, gegenüber den konkurrierenden Systemen der Wärmeversorgung, sind, dass Ersatzbrennstoffe für Biogas durch dasselbe Leitungsnetz bereitgestellt werden können. Es kommt Erdgas oder Flüssiggas als redundanter und/oder zusätzlicher Energieträger zum Einsatz. Das Leitungsnetz dient als „kostenloser“ Zusatzspeicher, da der Druck im Netz innerhalb eines definierten Bereichs variiert wird. Zusätzlich wird durch Einhaltung der Sicherheitsvorschriften ein hoher Sicherheitsstandard der Leitungen und Komponenten gewährleistet. Weiters verbleibt auch nach der Rohgasreinigung ein geringer Schwefelanteil im Biogas, sodass dann gegebenenfalls die Odorierung des Biogases entfallen kann.

Für Biogas-Mikronetze, die mit einem auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas (Biomethan) betrieben werden, können auch Stahlrohre unterschiedlicher Dimensionen verwendet werden. Der Vorteil der Stahlrohre liegt im höheren Betriebsdruck, wodurch die Gasleitung als Gasspeicher für eine kurz- und mittelfristige Speicherung und somit für das Lastmanagement verwendet werden kann. Die Baukosten der Verlegung von Stahlrohren sind jenen der PE-Leitungen vergleichbar (siehe Tabelle 23).

10 Auswirkungen der Gasqualität auf die Verbrennung

In diesem Kapitel wird ausgeführt, mit welchen Auswirkungen die Gasqualität – wie sie in Biogas-Mikronetzen zu erwarten ist – auf marktgängige Gasbrenner in Haushalten zu rechnen hat.

Mithilfe von Literaturrecherche und einer theoretischen Abhandlung wurde analysiert, bis zu welchem Methangehalt marktübliche, in Serie produzierte Brenner verwendet werden können. Ebenfalls wurde recherchiert, welcher Zusatzaufwand ggf. notwendig ist, um nicht angereichertes Biogas¹¹ als Brenngas verwenden zu können. Es wurde erhoben, welche Auswirkungen ein niedriger oder schwankender Methangehalt auf die Verbrennungsqualität hat und in welchem Ausmaß Schwankungen der Gasqualität zulässig sind. Es wurde weiters erklärt, welcher technische Aufwand nötig wäre, um eine optimale Verbrennung auch bei wechselnden Gasqualitäten zu gewährleisten.

10.1 Gaskennwerte

Gaskennwerte beschreiben die brenntechnischen und physikalischen Eigenschaften von Brenngasen. Im Zusammenwirken mit dem Gasbrenner und dem Brennraum bestimmen sie das Brennverhalten. Auch hinsichtlich der Austauschbarkeit eines Brenngases gegenüber einem anderen dienen die Gaskennwerte als Beurteilungskriterien (CERBE 1999). Für die in diesem Kapitel behandelten Fragestellungen ist deshalb die Kenntnis der Gaskennwerte wesentlich.

Brennwert, Heizwert

Der Brennwert (H_o oder H_s) und der Heizwert (H_U oder H_s) kennzeichnen die im Brennstoff chemisch gebundene Energie. Bei gasförmigen Brennstoffen werden gewöhnlich der Brenn- und der Heizwert bezogen auf das Volumen des trockenen Brenngases in einem bestimmten Bezugszustand angegeben. Neben dem Bezugszustand für die Verbrennung (25°C oder 15°C) muss daher auch der Bezugszustand für das reale Volumen des trockenen Gases (0°C oder 15°C, Druck jeweils 1,01325 bar) festgelegt werden.

¹¹ Biogas, dessen Methangehalt nicht auf Erdgasniveau angereichert wurde.

Die Wärmebelastung¹² \dot{Q} eines Gasbrenners ergibt sich durch den Volumenstrom \dot{V} des einströmenden Gases mal dem Brennwert des Gases (vgl. Gl.17).

$$\dot{Q} = \dot{V} \cdot H_o \quad \text{Gl. 17}$$

Ein Brenngas ist durch ein anderes Brenngas ersetzbar, wenn die Wärmebelastung des Gasbrenners konstant gehalten wird (CERBE 1999 und LEVINSKY 2003).

Wird in Gl. 17 die Kontinuitätsgleichung (Gl.18) und die Bernouligleichung mit $h_2=h_1$; $p_2=p_1=p_g$; $p_2=p_{at}$ (Gl. 19) eingesetzt, ergibt sich Gl. 20.

$$V = A \cdot w \quad \text{Gl.18}$$

$$\frac{w_{th}^2}{2} = \frac{P_e}{\varphi_g} \quad \text{Gl.19}$$

$$\dot{Q} = A \cdot w \cdot H_o = A \cdot \alpha \cdot \sqrt{\frac{2p_e}{\rho_g}} \cdot H_o \quad \text{Gl. 20}$$

Da die Geschwindigkeit w_{th} jedoch nur bei verlustlosem Umsatz der Druck- in Geschwindigkeitsenergie erreichbar ist, wird in Gl. 20 für die Ausströmgeschwindigkeit der geringere Wert $w=\alpha \cdot w_{th}$ mit dem Düsenbeiwert α , eingesetzt.

Neben der Dichte wird in der Gastechnik mit der relativen Dichte d gearbeitet, wobei die Gasdichte (ρ_g) auf die Dichte der trockenen Luft (ρ_{Luft}) bezogen wird.

$$d = \frac{\rho_g}{\rho_{Luft}} \quad \text{Gl. 21}$$

Der Düsenbeiwert α ist von der Viskosität des Gases abhängig, näherungsweise kann aber diese Abhängigkeit vernachlässigt werden. Statt ρ_g wird die relative Dichte d eingesetzt und man erhält:

$$\dot{Q} = A \cdot \alpha \cdot \sqrt{\frac{2p_e}{\rho_1}} \cdot \frac{H_o}{\sqrt{d}} \quad \text{Gl. 22}$$

¹² Die Wärmebelastung ist die dem Gasgerät in der Zeiteinheit zugeführte Gasenergie.

Hierin ist bei konstantem Fließdruck der untenstehende Teilausdruck der Gl. 22 nicht veränderlich.

$$A \cdot \alpha \cdot \sqrt{\frac{2p_e}{\rho_1}} = \text{konst.} \quad \text{Gl. 23}$$

Die Konstante ist als Bezugsgröße geeignet und kann als Luftvolumenstrom \dot{V}_l angesehen werden, der unter gleichen physikalischen Bedingungen, wie sie beim Gas vorliegen, durch die Düse strömen würde. Der Quotient \dot{Q}/\dot{V}_l wird Wobbe-Index genannt.

Wobbe-Index

Der Wobbe-Index gilt als Kennwert für die Wärmebelastung eines Gasgerätes. Verschieden zusammengesetzte Brenngase mit gleichem Wobbe-Index ergeben bei unverändertem Düsentruck (Überdruck des Gases vor der Düse) am Brenner annähernd die gleiche Wärmebelastung. Bei unverändertem Düsentruck ergibt eine prozentuale Änderung des Wobbe-Index annähernd eine prozentuale Änderung der Wärmebelastung.

Der Wobbe-Index ist somit ein Maß für die Energielieferung eines Brenners, er ist eine wesentliche Größe zur Beurteilung der Austauschbarkeit von Gasen.

Oberer Wobbe-Index (W_o oder W_s): Der obere Wobbe-Index ist der Quotient aus dem Brennwert und der Quadratwurzel aus der relativen Dichte.

$$W_o = \frac{H_o}{\sqrt{d}} \quad \text{Gl. 24}$$

Unterer Wobbe-Index (W_u): Der untere Wobbe-Index ist der Quotient aus dem Heizwert und der Quadratwurzel aus der relativen Dichte.

$$W_u = \frac{H_u}{\sqrt{d}} \quad \text{Gl. 25}$$

Bei Brenngasen mit gleichem Wobbe-Index wird auch bei sehr unterschiedlicher Zusammensetzung im Brenner der gleiche Energiestrom umgesetzt, d.h. die Wärmebelastung \dot{Q} des Gerätes bleibt unverändert.

Betrachtet man in Gl. 22 den Fließdruck p_e als veränderlich, so kann man dessen Einfluss durch den erweiterten Wobbe-Index W_e berücksichtigen:

$$W_{e,o} = \sqrt{p_e} \cdot W_o = H_o \cdot \sqrt{\frac{p_e}{d}} \quad \text{Gl. 26}$$

Das heißt, eine Änderung des Wobbe-Index W_o kann durch eine Änderung des Fließdruckes p_e ausgeglichen werden, wodurch die Wärmebelastung $W_{e,o}$ am Gasbrenner konstant bleibt. Eine Änderung des Fließdrucks zum Ausgleich für unterschiedliche Gaszusammensetzungen ist jedoch nur in engen Grenzen möglich, da dabei auch die Primärluftansaugung verändert wird.

Gasmodul und Primärluftverhältnis

Der angesaugte Primärluftstrom eines Brenners ist abhängig vom Impulsstrom \dot{I} des aus der Düse ausströmenden Gases. Wenn bei zwei verschiedenen Gasen bei gleicher Wärmebelastung der gleiche Luftstrom angesaugt werden soll, müssen die Inputströme der beiden Gase gleich sein: $\dot{I}_1 = \dot{I}_2$.

Bezieht man \dot{I} auf die Wärmebelastung \dot{Q} und führt für den Impulsstrom $\dot{I} = \dot{m} \cdot w$ ein, so ergibt sich für unveränderte Primärluftansaugung:

$$\frac{\sqrt{p_{e,2}}}{W_{o,2}} = \frac{\sqrt{p_{e,1}}}{W_{o,1}} = \text{konst.} \quad \text{bei } \dot{Q}_2 = \dot{Q}_1 \quad \text{Gl. 27}$$

Dieser Ausdruck wird als Gasmodul m bezeichnet:

$$m = \frac{\sqrt{p_e}}{W_o} \quad \text{Gl. 28}$$

m ist ein Maß für den Impulsstrom des aus der Düse strömenden Gases. Mit steigendem m nimmt die Fähigkeit des Gases zur Primärluftansaugung zu.

Über die Menge der angesaugten Primärluft gibt das Primärluftverhältnis λ_p Auskunft.

$$\lambda_p = \frac{l_p}{l_{\min}} \quad \text{Gl. 29}$$

l_p ist die Primärluftmenge und l_{\min} die Mindestluftmenge zur vollständigen Verbrennung. Nach Einführen des Impulssatzes kann ein Zusammenhang mit m hergestellt werden.

$$\frac{\lambda_{p,2}}{\lambda_{p,1}} \approx \sqrt{\frac{m_2}{m_1}} \quad \text{Gl. 30}$$

Neben dem Wobbe-Index gibt es noch weitere Gaskennzahlen, die für die Bestimmung der Austauschbarkeit von Gasen gebildet werden. Eine der wichtigsten Kennzahlen ist der so genannte Weaverindex. Weaver hat entsprechend der amerikanischen Erdgasversorgungssituation Ende der 40er bzw. Anfang der 50er Jahre die nach ihm benannten Weaver-Kennzahlen ermittelt, mit deren Hilfe die Austauschbarkeit der amerikanischen Erdgase beurteilt wird. Das von Weaver entwickelte Verfahren geht von 6 Austauschbarkeitskennzahlen aus (vgl. Tabelle 39).

Tabelle 39: Austauschbarkeitskennzahlen nach Weaver (CERBE 1999)

Beurteiltes Verfahren	Kennzahl	Idealwert	Zulässiger Bereich*	Bedeutung des Index
Wärmebelastung	J_H	1	0,95...1,05	H heat
Primärluftansaugung (Flammenbild)	J_A	1	0,95...1,05	A air
Abheben	J_L	1	> 0,64	L lifting
Rückschlag	J_F	0	< 0,08	F flashback
Russbildungsneigung (gelbe Flammenspitzen)	J_Y	0	< 0,14	Y yellow
CO-Bildungsneigung	J_I	0	< 0,05	I incomplete

* Heutige Gasgeräte sind weiter entwickelt, so dass auch bei Überschreitung der zulässigen Bereiche in vielen Fällen ein störungsfreier Betrieb möglich ist.

Neben diesen brenntechnischen Kennwerten spielen auch die Anteile der Gasbegleitstoffe eine wesentliche Rolle für den Transport und die Verbrennung der Gase. Eine Auflistung der Rohbiogas-Komponenten findet sich in Tabelle 40.

In der öffentlichen Gasversorgung werden diese Kennzahlen herangezogen, um Brenngase in Gasfamilien zusammenzufassen (vgl. Tabelle 41). Innerhalb der Gasfamilien werden aus gerätetechnischen Gründen zusätzlich Gruppen gebildet.

Tabelle 40: Spezifikation Rohbiogas (HECHLER 2007)

Komponente	Symbol	Einheit	Wert
Methan	CH ₄	v- %	40 - 75
Kohlendioxid	CO ₂	v- %	25 - 55
Stickstoff	N ₂	v- %	< 2 %
Sauerstoff	O ₂	v- %	< 0,5 %
Schwefelwasserstoff	H ₂ S	mg/m ³	< 500
Siloxane	SiO _x	mg/m ³	< 100
Kohlenwasserstoffe	C _x H _y	vppm	< 100
Wasser	H ₂ O		gesättigt
Brennwert	H _o	kWh/m ³	6 - 7,5
Wobbe-Index	W _o	kWh/m ³	6 - 10

Tabelle 41: Einteilung der Brenngase: 1. und 2. Gasfamilie nach DVGW-G 260

Kenn-wert		Einheit	1.Gasfamilie		2. Gasfamilie	
			A	B	L	H
W _o	Gesamtbereich/ Gesamtwert	kWh/m ³ MJ/m ³	6,4...7,8 23,0...28,1	7,8...9,3 28,1...33,5	10,5...13,0 37,8...46,8	12,8...15,7 46,1...56,5
	Nennwert	kWh/m ³ MJ/m ³	*)	*)	12,4 44,6	15,0 54
	Zul. örtliche Schwankung	kWh/m ³	*)	*)	+0,6/-1,4	+0,7/-1,4
H _o	Gesamtbereich/ Gesamtwert	kWh/m ³ MJ/m ³	4,6...5,5 16,6...19,8	5,0...5,9 18,0...21,2	8,4...13,1 30,2...47,2	
	Nennwert	kWh/m ³ MJ/m ³	4,9 17,6	5,5 19,8	*)	
	Zul. örtliche Schwankung	kWh/m ³	±0,3	±0,3	*)	
d	Relative Dichte ¹	-	0,4...0,6	0,32...0,55	0,55...0,75	
p _e (p _{an})	Fließdruck am Gerät	Gesamt-bereich	mbar	7,5...15		18...24
		Nenn-wert	mbar	8		20
H ₂	Wasserstoffgehalt	Vol.- %	40 ±5	45-60 ±5	**))	

*) keine Festlegung, **) Bei Konditionierung mit Kokereigas max. 12v- %, ¹ Bei Austausch- und Zusatzgasen für die 2. Gasfamilie aus Flüssiggas/Luft-Gemisch darf der obere Wert überschritten werden; Da bei der Prüfung der Gasgeräte die Zumischung nicht berücksichtigt wird, sind verbrennungstechnische Probleme im Einzelfall nicht auszuschließen.

10.2 Gasbrennertechnik

In diesem Abschnitt werden die verschiedenen, derzeit eingesetzten Brennertypen beschrieben. Anhand ihrer Technik wird abgeleitet, welche Brennertypen für schwachkalorische Brenngase geeignet sind bzw. welche Brenner trotz Heizwertschwankungen störungsfrei arbeiten.

Die Brenner lassen sich nach Art der Zuführung der Verbrennungsluft unterscheiden:

- Leuchtflammen- oder Diffusionsbrenner:
Die Verbrennungsluft wird von außen an die Flamme herangeführt und diffundiert in die Flamme hinein.
- Vormischender, atmosphärischer Brenner:
Ein Teil der notwendigen Verbrennungsluft oder die gesamte, erforderliche Verbrennungsluft wird durch den aus der Düse austretenden Gasstrom angesaugt.
- Gebläsebrenner:
Die gesamte erforderliche Verbrennungsluft wird mit Hilfe eines Gebläses der Verbrennung zugeführt. Die Luft wird dem Gas entweder vorgemischt (vormischende Gebläsebrenner) oder am Brennermund mit dem Gas (mündungsmischende Gebläsebrenner) vermischt.

Leuchtflammen- oder Diffusionsbrenner

Leuchtflammen- oder Diffusionsbrenner wurden im Stadtgaszeitalter eingesetzt. Das zur 1. Gasfamilie gehörende Stadtgas enthielt 40 bis 60 % H₂ (Tabelle 41). Wasserstoff weist eine hohe Diffusionsgeschwindigkeit in die Verbrennungsluft auf. So war es möglich, dass ohne Luftvermischung das Stadtgas hygienisch einwandfrei verbrannte. Für Erdgas, Flüssiggas und Biogas aus Fermentation, welche einen niedrigen Wasserstoffgehalt und höheren Kohlenwasserstoffanteil aufweisen, kann wegen der niedrigen Diffusionsgeschwindigkeit der Kohlenwasserstoffe in die Verbrennungsluft dieser Typ von Brenner nicht eingesetzt werden.

Vormischende, atmosphärische Gasbrenner

Bei teilvormischenden, atmosphärischen Brennern wird ein Teil der Verbrennungsluft (deshalb teilvormischend) als Primär Luft durch den aus der Düse heraustrtenden Gasstrahl – infolge der Injektorwirkung – angesaugt (vgl. Abbildung 111). Die Luft vermischt sich mit dem Gas im Mischrohr und das Gemisch wird an der Flammenaustrittsöffnung (Brennermündung) angezündet.

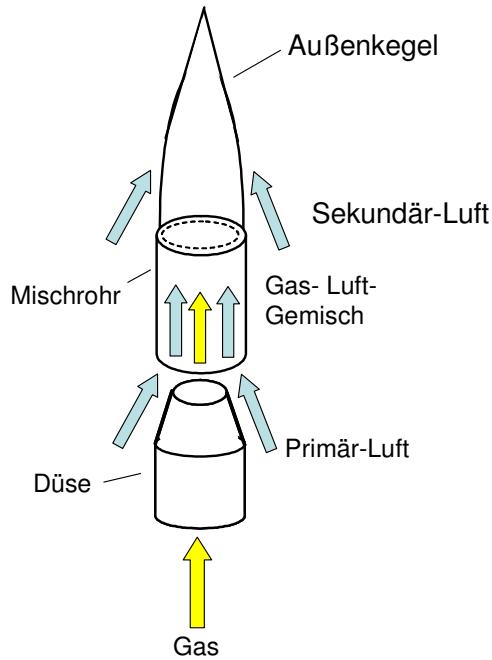


Abbildung 111: Teilvermischender, atmosphärischer Gasbrenner (Joos 2002)

Wie im vorigen Kapitel festgehalten, sind Gasbrenner mit einer vorgegebenen Wärmebelastung zu betreiben. Nimmt nun der Wobbe-Index W_o des Brenngases ab, kann nach Gl. 26 die Wärmebelastung mit einem erhöhten Fließdruck p_e konstant gehalten werden (= Konstanthalten des erweiterten Wobbe-Index $W_{e,o}$). Durch Änderung des Wobbe-Index und des Fließdrucks ändert sich nach Gl. 28 aber auch m (Gasmodul). Sinkt der Wobbe-Index steigt m (Gasmodul), was durch eine Erhöhung des Fließdrucks verstärkt wird. Wodurch sich das Primärluftverhältnis λ_p nach Gl. 30 erhöht. Steigt der Wobbe-Index, muss der Fließdruck gesenkt werden (= Konstanthalten der Wärmebelastung), wodurch aber das Primärluftverhältnis gesenkt wird. Ein geringeres Primärluftverhältnis führt in den meisten Fällen dazu, dass die Verbrennung nicht vollständig abläuft und die Konzentration an CO und unverbrannten Kohlenwasserstoffen zunimmt. Wie aus Abbildung 112 ersichtlich, erfolgt ein Anstieg der CO-Konzentration mit abnehmendem λ sehr steil. Mit zunehmenden λ erfolgt ein Anstieg der Konzentration an unverbrannten Kohlenwasserstoffen, der aber weniger steil verläuft als der CO-Anstieg bei fallendem λ .

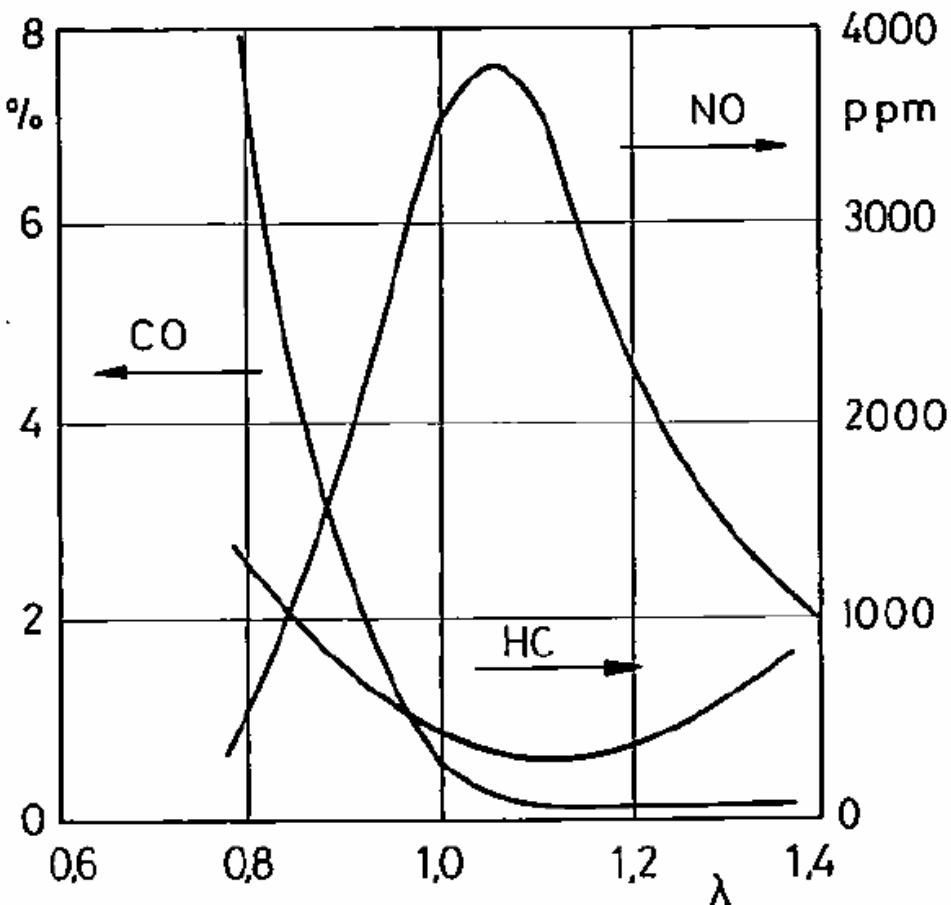


Abbildung 112: Schadstoffemissionen in Abhängigkeit vom Gas/Luft-Gemisch (Joos 2002)

Aus diesem Grund werden bei schwankenden Gasqualitäten die Brenner auf maximalen Wobbe-Index eingestellt. Tritt nun Brenngas mit geringerem Wobbe-Index als eingestellt ein, steigt das λ und ein wenig die Konzentration an unverbrannten Kohlenwasserstoffen, dadurch sinkt der Wirkungsgrad. Die Änderungen bewegen sich aber in einem tolerierbaren Bereich, wenn die Schwankungsbreite des Wobbe-Index innerhalb 10 % (relativ) liegt. Diese Methode wurde auch bei der Umstellung von Erdgas H auf Erdgas L angewendet und ist in der Literatur als SRG-Methode (Sommer-Ruhrgas-Methode) bekannt.

Neben der Sicherstellung des notwendigen Brennstoff-Luftgemischs ist auch die Austrittsgeschwindigkeit des Gas/Luft-Gemischs an der Flammenaustrittsstellung wichtig. Die Austritts- und die Flammengeschwindigkeit müssen im Gleichgewicht stehen. Ist die Verbrennungsgeschwindigkeit größer als die Austrittsgeschwindigkeit, kommt es zu einem Flammen-Rückschlag. Ist die Austrittsgeschwindigkeit größer als die Verbrennungsgeschwindigkeit, kommt es zu einem Flammen-Abheben, dargestellt in Abbildung 113.

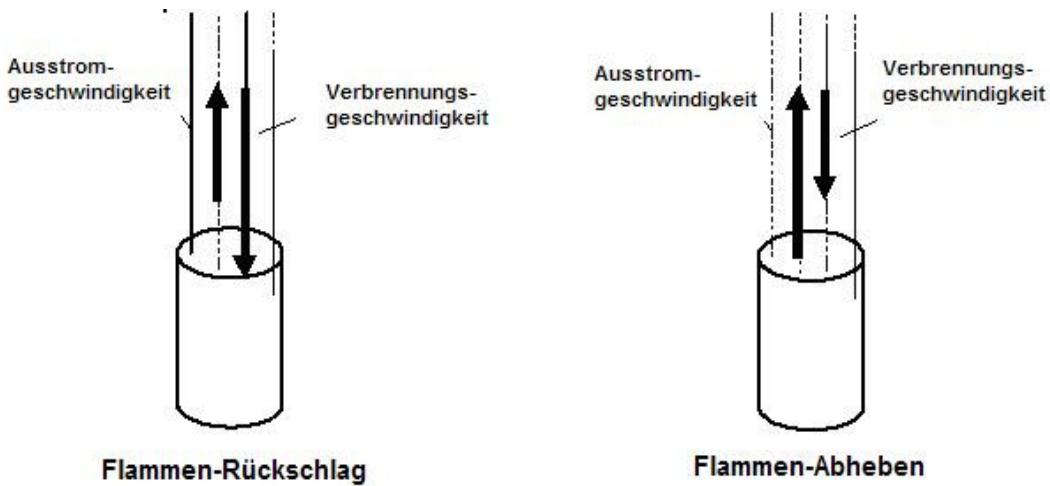


Abbildung 113: Schematische Darstellung des Flammen-Abhebens und des Flammenrück-schlags

Ändert sich nun aufgrund der Gaszusammensetzung die Verbrennungsgeschwindigkeit (vgl. Abbildung 118), müssen Maßnahmen gegen Flammenruckschlag oder Flammenabheben getroffen werden. Folgende Maßnahmen sind derzeit bekannt:

- Optimale Einstellung der Austrittsgeschwindigkeit des Gas/Luft-Gemisches an der Flammenaustrittsöffnung.
- Der Einsatz von Flammenhaltern an den Brennern erreicht eine Flammen stabilisierende Wirkung dadurch, dass diese Wirbelbildung und Rückströmung zur Flammenaustrittsöffnung verursachen und so ein Abheben der Flamme verhindern.
- Halteflammen verhindern das Abheben der Flamme durch ständiges Zünden der Hauptflamme.
- Weist die Austrittsöffnung einen Durchmesser auf, welcher unter dem Löschturdurchmesser liegt, kann damit ein Rückschlagen der Flamme verhindert werden.

Überstöchiometrisch vormischender Gasbrenner

Bei diesem Brenner kann die Verbrennungsluft atmosphärisch, d.h. mit Hilfe des Impulses des aus der Düse herauströmenden Gases angesaugt werden oder durch ein Luftgebläse dem Gas zugemischt werden. Danach unterscheidet man

- überstöchiometrisch vormischende, atmosphärische Gasbrenner und
- überstöchiometrisch vormischende Gasgebläsebrenner.

Überstöchiometrisch vormischende, atmosphärische Gasbrenner weisen einen eingeschränkten Stabilitätsbereich auf. D.h., die Brennertypen kann einen störungsfreien Betrieb beim Übergang von einem stark kalorischen Brenngas zu einem schwach kalorischen

Brenngas (SRG-Methode) nicht erfüllen. Aus diesem Grund wurde von Ruhrgas ein überstöchiometrischer, atmosphärischer Gasbrenner mit einer Mehrlochdüse entwickelt. Das Konzept dieses Brenners im Vergleich zu einem konventionellen überstöchiometrisch vormischenden, atmosphärischen Brenner mit teilabhebender Flamme ist Abbildung 114 zu entnehmen. Das Funktionsprinzip beruht auf der Reduktion der Primärluftzahl durch Zuschalten der Zusatzdüse (oder Zusatzdüsen). Dies ist notwendig, wenn z.B. von einem hochkalorischen Brenngas auf ein niedrigkalorisches Erdgas gewechselt wird. In diesem Fall würde ohne Zusatzdüse m (Gasmodul) steigen und die Wärmebelastung sinken. Der Gasstrom aus der Zusatzdüse kann für beide Änderungen ausgleichend wirken. Ein Flammensensor, z.B. das SCOT-System (vgl. Kapitel 10.4), gibt das Signal der Gasbeschaffenheitsänderung.

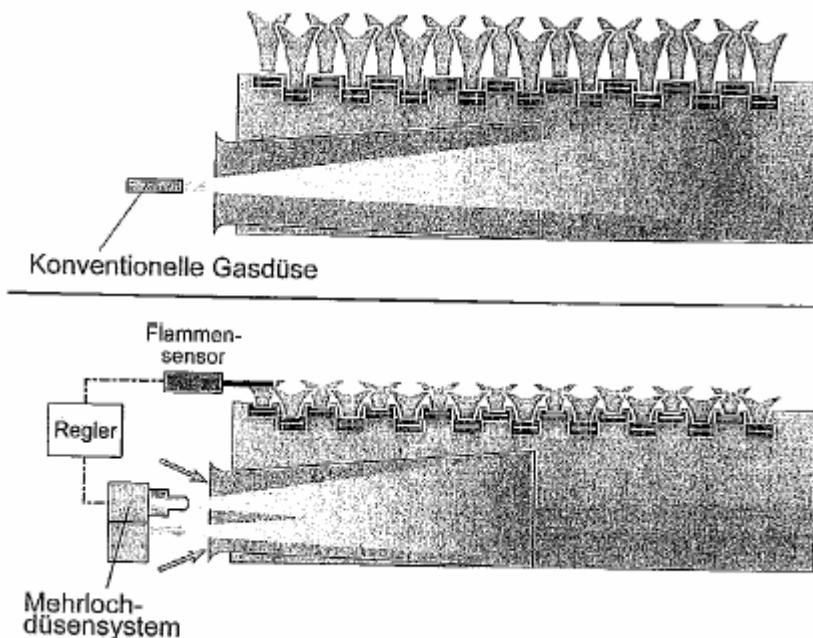


Abbildung 114: Überstöchiometrisch vormischender, atmosphärischer Gasbrenner mit Mehrlochdüse (Joos 2002)

Bei den überstöchiometrisch vormischenden Gasgebläsebrennern wird die Verbrennungsluft dem Brenner mit Hilfe eines Gebläses zugeführt. Man unterscheidet Brenner mit gebündelter Verbrennung (Sinox-Brenner) und Brenner mit großflächiger Verbrennung (Thermomax-Brenner). Die Brenner wurden entwickelt, um die Flammentemperatur niedrig zu halten und damit die Bildung des thermischen NO_x zu verhindern. Da bei diesen Brennertypen das Gas/Luft-Gemisch über die Drehzahl des Gebläses reguliert wird, kann diese Art von Brenner ein weites Feld von Brenngasen in Kombination mit einem Sensor, der die Änderung der Gasbeschaffenheit misst, dynamisch abdecken.

10.3 Auswirkungen der brenntechnischen Kennwerte

Wie aus Tabelle 40 und Tabelle 41 ersichtlich, liegen die brenntechnischen Kennwerte von Rohbiogas im Bereich der 1. Gasfamilie. Eine Umstellung der Gasgeräte von einer Gasfamilie auf die andere ist möglich.

Wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben, ist bei der Änderung der Gasqualität die Wärmebelastung am Brenner konstant zu halten. Wenn nun eine Änderung in der Gasqualität eintritt, so kann diese durch Veränderung des Düsendrucks p_e ausgeglichen werden (vgl. Gl. 26). Da sich durch die Veränderung des Düsendrucks auch der Impulsstrom und somit die Primärluftansaugung ändert, kann dieser Ausgleich nur in einem geringen Schwankungsbereich durchgeführt werden. Unterscheiden sich die Gase in einem größeren Ausmaß, muss die Düsengeometrie entsprechend angepasst werden. Eine Einstellung der Gasgeräte auf eine andere konstante Gasqualität ist aber möglich und kann durchgeführt werden. So wurde in Deutschland die Umstellung der Gasversorgungsgebiete von der 1. auf die 2. Gasfamilie 1996 abgeschlossen (CERBE 1999). Die Wärmebelastung und die Primärluftansaugung bei Brennern ohne Gebläse sollen sich bei der Umstellung nicht ändern, daneben müssen Flammenstabilität, Zündverhalten oder -fähigkeit und Verbrennungsgüte erhalten bleiben.

Gleichbleibende Primärluftansaugung erreicht man durch Druckänderung an den Brennerdüsen. Diese Parameter müssen mit den entsprechenden Gasqualitäten praktisch überprüft werden.

Die Einstellung von Brennern ohne Gebläse auf unterschiedliche Gasqualitäten ist folglich möglich. Probleme ergeben sich nur durch schwankende Gasqualitäten.

In Großbritannien wurden mehrere Arbeiten über den Einfluss der Gasqualitäten auf das Verbrennungs- und Effizienzverhalten sowie die Emissionen bei Haushaltsgeräten durchgeführt (TEEKARAM A. 2005; WILLIAMS T. 2004; WILLIAMS T. 2005).

Bei den Tests wurde der Wobbe-Index zwischen 45 MJ/m³ und 56 MJ/m³ (15°C und 1.013 mbar; entspricht 47,78 - 58,99 MJ/m³ bei Standardbedingungen) variiert. Bei anderen Tests wurde der Wobbe-Index zwischen 46,5 MJ/m³ und 52,85 MJ/m³ verändert (TEEKARAM A. 2005). Die verschiedenen Gase mit unterschiedlichem Wobbe-Index wurden durch Mischen von Methan und Propan (> 50,7) oder durch Mischen von Methan und Stickstoff (< 50,7) erreicht.

Betreffend Kohlenmonoxid konnte kein eindeutiger Zusammenhang zwischen CO-Emissionen und Wobbe-Index festgestellt werden. Bei Brennwert- und Standardkesseln konnte ein Anstieg der CO-Emissionen mit zunehmendem Wobbe-Index nachgewiesen werden, wobei der Anstieg ab einem Wobbe-Index von >52 exponentiell erfolgt. Bei den anderen Gasgeräten konnte keine Abhängigkeit zwischen CO-Anstieg und Wobbe-Index festgestellt werden. Hier blieben die CO-Emissionen mit zunehmendem Wobbe-Index konstant. Bei Verwendung von verdünnten Gasqualitäten (Verdünnung mit CO₂ und N₂) wurden höhere

CO-Emissionen gemessen als bei den entsprechenden Mischungen ohne Verdünnungsgas mit gleichem Wobbe-Index. Dies ist aber auf den höheren Propananteil im verdünnten Gas zurückzuführen.

Die NO_x-Emissionen, CO-Emissionen und die HC-Emissionen bei Gasverbrennungsmotoren sind vom Luftkraftstoffverhältnis abhängig. In Abbildung 115 sind die charakteristischen Verläufe der NO_x-, CO- und HC-Emissionen für Erdgas dargestellt, die für den Biogasbetrieb vergleichbar sind. Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass ausgehend von einem optimalen Luft-/Brennstoffverhältnis ($\lambda = 1,1$) eine Abnahme von λ (z.B. durch zunehmenden Wobbe-Index) rasch zu einem Anstieg der CO- und HC-Emissionen führt. Eine Zunahme von λ (z.B. durch abnehmenden Wobbe-Index) bewirkt erst ab $\lambda = 1,6$ einen gravierenden Anstieg an unverbrannten Kohlenwasserstoffen (HC).

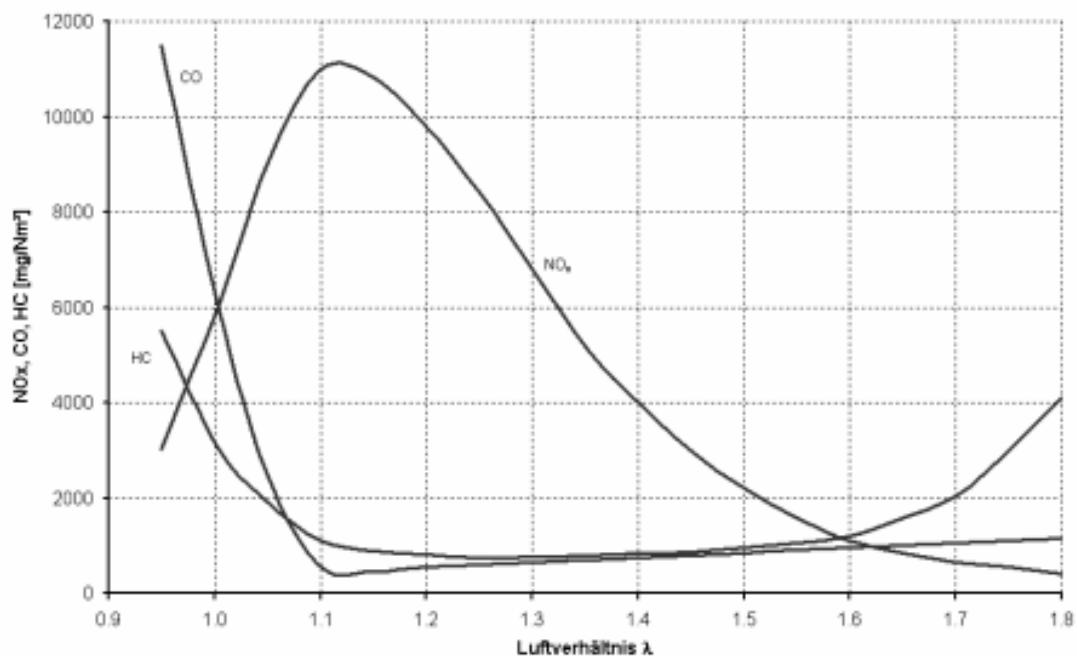


Abbildung 115: Typische Verläufe der Emissionen NO_x, CO und HC über dem Luftkraftstoffverhältnis λ (JOST 2002)

10.4 Regelung der Gasgeräte bei Änderung der Gasbeschaffenheit

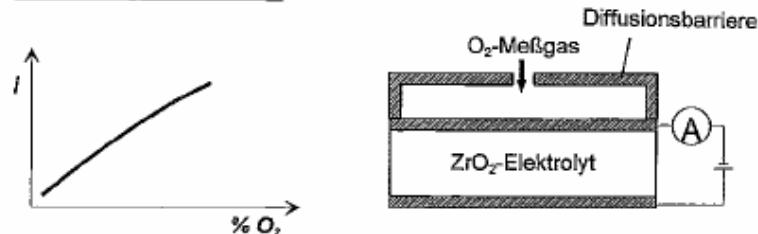
Mit Hilfe intelligenter Systeme ist es möglich, die Auswirkungen der kurzfristigen Änderung der Gasqualität auszuregeln. Ändert sich die Gasbeschaffenheit, ändert sich die Luftzahl umgekehrt proportional zu dem Wobbe-Indexverhältnis der Gase. Dieser Gasbeschaffungswechsel bewirkt auch eine Änderung der Wärmebelastung der Gasgeräte. Beim Vorhandensein einer intelligenten Regelung können sowohl Luftzahl als auch Wärmebelastung im Falle einer Gasbeschaffensänderung konstant gehalten werden (Joos 2002). Für die gasanwendungstechnische Praxis stehen derzeit zwei Systeme zur Verfügung:

- Regelung mit λ -Sonde und
- Regelung über den Ionisationsstrom (SCOT).

λ -Sonde

Die λ -Sonde (ZrO_2 -Sonde) ist bei Kraftfahrzeugen bekannt. Der bei diesem Sensor vorliegende so genannte Lambda-Sprung am stöchiometrischen Punkt ist gut geeignet für die Konstanthaltung der Luftzahl knapp unter $\lambda = 1$ für den Betrieb des Dreiwegekatalysators. Diese Sonde ist aber nicht geeignet für die Regelung der Gasbrenner ($\lambda = 1,1$). Aus diesem Grund wurden Varianten dieses Sensors entwickelt, die eine für die Brennerregelung geeignete Kennlinie aufweisen. Es handelt sich dabei um amperometrische Sensoren, bei denen an den Elektroden eine elektrische Spannung angelegt wird, der dann fließende, durch den Sensoreffekt beeinflusste elektrische Strom stellt die Ausgangsgröße dar. Zwei Beispiele, die Grenzstromsonde und die dynamische Sonde (vgl. Abbildung 116), sind in Joos (2002) angeführt. Bei der Grenzstromsonde wird der Arbeitselektrode das Messgas über eine Diffusionsbarriere zugeführt. Durch diese Diffusionsbegrenzung erreicht der elektrische Strom oberhalb einer bestimmten Mindestspannung einen Sättigungswert, der weitgehend linear von der O_2 -Konzentration abhängt. Die so genannte dynamische Sonde ist aus zwei Elektrolytschichten und drei Elektroden aufgebaut und besitzt eine innere Sensorkammer. Durch Aufprägen eines periodisch seine Richtung wechselnden, elektrischen Stromes wird die innere Kammer zyklisch auf ein definiertes Partialdrucklevel angehoben. Die Zeit, bis zu der dieser Partialdruckwert erreicht wird, ist proportional zum O_2 -Gehalt des zu messenden Gases.

Grenzstromsonde



Dynamische Sonde

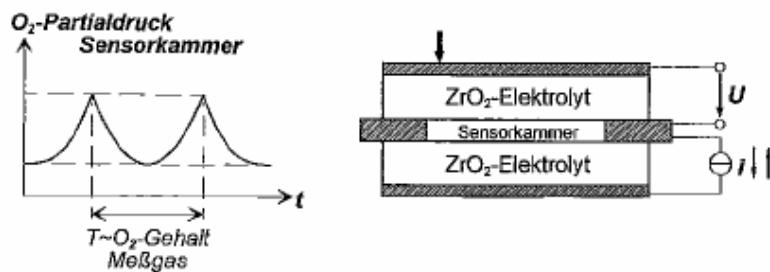


Abbildung 116: Amperometrische Lambda-Sonden (Joos 2002)

Die Firma Junkers hat bereits Anfang der 80er Jahre versucht, Gaswasserheizer mit solchen λ -Sensoren auszurüsten. Aufgetretene Probleme bezüglich der Lebensdauer haben damals die Markteinführung verhindert. Dieses Problem wurde bis heute nicht restlos geklärt.

SCOT

SCOT (System Control Technology), ein von der Firma Stiebel Eltron entwickeltes System, das das Ionisationssignal der Flamme für die Regelung nutzt. Die meisten modernen Gasheizgeräte haben eine Ionisationszündsicherung. Hierdurch eröffnet SCOT eine besonders preisgünstige Möglichkeit zur Regelung. Zwischen Ionisationsstrom und der Luftzahl eines vormischenden Gasbrenners (das System eignet sich für teilvormischende und auch für überstöchiometrisch vormischende Gasbrenner) besteht eine klare Abhängigkeit, die zur Luftzahlregelung verwertet werden kann (siehe Abbildung 117).

Die Abhängigkeit wird aber auch durch die Brenngaszusammensetzung beeinflusst. Biogas weist einen anderen Kurvenverlauf auf als Erdgas. Ändert sich die Biogaszusammensetzung gravierend (z.B. durch Erhöhung des Wasserstoff- oder Propangehalts) ändert sich auch der Kurvenverlauf, woraus folgt, dass für jede Brenngaszusammensetzung diese Abhängigkeit bestimmt werden muss. Ändert sich die Brenngaszusammensetzung nur im Verhältnis von CH_4/CO_2 (wie bei einem Biogas aus Fermentation üblich), kann dieses System angewendet werden.

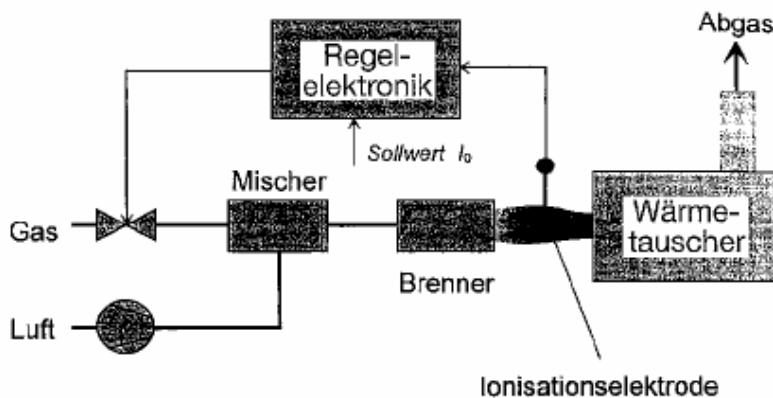


Abbildung 117: SCOT-Gasbrennerregelung (Joos 2002)

Bei der Verbrennung von Kohlenwasserstoffen entstehen freie elektrische Ladungsträger (Ionisation). Abhängig von der Flammtemperatur variiert diese elektrische Ladung der Flamme, die über eine Überwachungselektrode gemessen werden kann. Bei Luftmangel oder Luftüberschuss (Luftzahl unter oder über dem Normalwert 1) verändern sich Flammtemperatur und Spannung des Ionisationssignals. Dies weist auf eine veränderte Gasgemisch-Beschaffenheit hin. Ein digitaler Regelungsbaustein löst dann innerhalb einer Sekunde die Anpassung der Gas- oder Luftzufuhr im Brenner aus, bis das Ionisationssignal wieder den optimalen Wert liefert. So ist der SCOT-Sensor im Grunde eine Mischung aus herkömmlicher Flammenüberwachung und Gasanalytik.

Grundsätzlich ist der Einsatz der SCOT-Technik bei sämtlichen Vormischbrennern mit und ohne Gebläseunterstützung denkbar – jedoch nicht im Nachrüstverfahren. Zur Lieferung des Signals kann die Ionisationsflammenüberwachung genutzt werden, wenn die Überwachungselektrode etwas verlängert wird. Sie muss dabei nicht nur in die Zünd-, sondern auch in die Hauptflamme hineinragen. Die Gasmenge wird über einen Stellmechanismus verändert, der bei Gebläse-Vormischbrennern über die bestehende Gas-Luft-Verbundregelung ausgeführt werden kann. Bei atmosphärischen Brennern kommt hierzu ein neuartiges Düsensystem zur Anwendung. Dieses besteht aus einem unterteilten Gasverteilerbalken, der neben einer zentral angeordneten Hauptgasdüse mit einer darüber liegenden und separat ansteuerbaren Nebengasdüse versehen ist.

Beim Betrieb mit Gasen mit einem hohen Wobbe-Index strömt Gas auf herkömmliche Weise über die Hauptgasdüse in den Brennstab. Fällt jedoch der Wobbe-Index ab, so steigt die Luftverhältniszahl. Das dadurch veränderte Ionisationssignal führt dazu, dass dem Brennstab über die Nebengasdüse eine zusätzliche Gasmenge zugeführt wird. Ein vom Ionisationssignal gesteuertes stufenlos regelbares Magnetventil, der so genannte Nebengasmodulator, regelt die Nebengasmenge selbstständig.

10.5 Gasbegleitstoffe und ihre möglichen Auswirkungen

Schwefelwasserstoff (H_2S)

Schwefelwasserstoff führt in geringen Konzentrationen ab 0,02 ppm durch seinen Geruch nach faulen Eiern zu Geruchsbelästigungen. Bei höheren Konzentrationen kann Abstumpfung eintreten und der Geruch ist nicht mehr wahrnehmbar. Schwefelwasserstoff hat eine starke Giftwirkung, die bei Konzentrationen über 100 ppm zu einer Reizung der Schleimhäute, Kopfschmerzen und Übelkeit führt, bei einer Konzentration von über 1.000 ppm kommt es innerhalb weniger Minuten zum Tod. Die maximale Arbeitsplatzkonzentration beträgt 10 ppm, entsprechend rund 15 mg/m³ Luft.

Schwefelwasserstoff greift die Armaturen des Gasleitungssystems, der Gasregelstrecke und der Abgasstrecke einschließlich des Abgaswärmetauschers an. Außerdem entsteht bei der Verbrennung von H_2S Schwefeldioxid, das weiter zur Schwefelsäure reagiert. In Motoren bei hohen H_2S -Konzentrationen tritt eine Versäuerung des Motoröls ein und dadurch in weiterer Folge ein Motorschaden.

Die weitgehende Entschwefelung des Biogases ist deshalb sowohl aus materialtechnischen als auch aus mikrobiologischen Gründen zwingend notwendig. Die entsprechenden Techniken sind vorhanden.

Siloxane

Siliziumorganische Verbindungen, im speziellen Siloxane, sind synthetische Organosiliziumverbindungen mit einem Grundgerüst aus Si-O-Ketten und weiteren organischen Substituenten, die über ein Kohlenstoffatom an die Siliziumatome der Ketten gebunden sind. Jedes Sauerstoffatom fungiert als Brückenbildner zwischen zwei Siliziumatomen. Siloxane werden rein synthetisch hergestellt, es gibt keine natürlichen Vorkommen. In Brenngasen aus Kläranlagen und Deponien sind leichtflüchtige Siliziumverbindungen enthalten. Sie stammen u.a. aus Kosmetika- und Waschmittelzusätzen. Die so genannten Siloxane werden in Verbrennungsmotoren bei hohen Temperaturen in kristallines Siliziumdioxid (SiO_2) umgewandelt, wobei der überwiegende Teil Ablagerungen im Brennraum bildet. In Motoren wird ein geringer Anteil an SiO_2 vom Motoröl aufgenommen.

Bei der thermischen Verwertung von Deponie- und Klärgasen in Gasmotoren werden siliziumorganische Verbindungen zu mikrokristallinem Siliziumdioxid (Quarz) oxidiert. Dieses verursacht wie ein Schleifmittel Verschleißerscheinungen an Zylinderlaufflächen und Motoren.

In Feuerungsanlagen spielen aufgrund der geringeren Strömungsgeschwindigkeiten siliziumorganische Verbindungen eine untergeordnete Rolle.

Kohlendioxid (CO_2)

CO_2 löst sich in Wasser und bildet Kohlensäure, die Löslichkeit des CO_2 ist stark druckabhängig. Kohlensäure wirkt ätzend, wobei die ätzende Eigenschaft vom Partialdruck des CO_2 abhängt.

10.6 Aussagen von Kesselherstellern

Bezüglich des Einsatzes von Biogas in handelsüblichen Gasgeräten wurden mehrere Gerätehersteller kontaktiert. Die Antworten auf die Frage, welche Probleme sie hinsichtlich des Einsatzes von Biogasen in handelsüblichen Gasgeräten sehen, sind im Folgenden zusammengefasst.

Hoval Ges.mbH., Ing. Hermann Unterholzer (UNTERHOLZER 2007)

Grundsätzlich würden sich die Hoval Heizkessel aus den Werkstoffen Stahl bzw. Edelstahl abgasseitig hinsichtlich Materialqualität für diese Brennstoffe eignen. Unter Bezugnahme auf die Verbrennungseigenschaften ergibt sich jedoch ein differenzierteres Bild. Nachdem auch bei entschwefeltem Biogas die Gasqualität große Unterschiede aufweist, ist ein sicherer Betrieb nicht garantiert.

Der Vormischbrenner beim UltraGas Gasbrennwertgerät (15 bis 1.440 kW) benötigt eine gleich bleibende Gasqualität, wie dies bei Erdgas bzw. Flüssiggas sichergestellt ist. Ist hier, wie bei Biogas zu erwarten, eine große Schwankungsbandbreite vorhanden, kann diese durch das eingesetzte Venturisystem nicht ausgeregelt werden. Eine entsprechende Betriebssicherheit ist dadurch nicht garantiert. Zudem müssten die Regelventile in den Gasarmaturen spezielle, säurebeständige Membrane aufweisen und vor dem Druckregelventil ist zusätzlich ein Wasserabscheider einzusetzen.

Gasgebläsebrenner sind besser geeignet für den Einsatz bei wechselnder Gasqualität. Die max. Schwankungsbandbreite, ausgehend vom eingestellten Ist-Wert bei Methan, beträgt hier ca. 10 % relativ.

Die Firma Hoval kann für den Brennstoff Biogas den geeigneten Heizkessel liefern. Der Bereich der Brennwerttechnik wird für Biogas aufgrund der oben genannten Problematiken nicht abgedeckt.

Max Weishaupt GmbH, Herr Ehrenmüller (EHRENMÜLLER 2007)

Bei Gasgeräten der Fa. Weishaupt ist der Einsatz von Biogas derzeit nicht möglich. Die Gründe dafür liegen laut Herrn Ehrenmüller einerseits im eingesetzten Regelungssystem (SCOT), mit dem über den Ionisationszustand des Brenngases die Luftregelung erfolgt. Hier sind derzeit nur Kurven für Erdgas und Flüssiggas hinterlegt, aber keine für Biogas, und andererseits bei der Problematik der Auswirkungen der Biogasemissionen auf die Anlagenteile.

Fa. Weishaupt vertreibt zwar Biogasbrenner, aber erst ab einer Leistung von 35 kW und nur für Anlagen, die aus entsprechenden Materialien aufgebaut sind und damit vom Hersteller die Freigabe erhalten haben.

Laut Aussage von Herrn Ehrenmüller wäre es kein Problem, einen funktionierenden Biogasbrenner im Leistungsbereich 15 – 25 kW zu bauen, wenn die entsprechenden Kennlinienfelder durch entsprechende Versuche erstellt werden, jedoch muss danach erst ein Kesselhersteller gefunden werden, der seinen Kessel für Biogas freigibt (Gewährleistung). Für Biogasbrenner der Fa. Weishaupt werden derzeit unter anderem Kessel der Fa. Viessmann verwendet.

Ein weiteres Problem stellen die fehlenden Vorschriften zur Typengenehmigung für Biogas dar. Als absolut notwendiger Schritt wurde die Entschwefelung und Trocknung von Biogas angegeben.

Buderus Austria Heiztechnik GesmbH (BUDERUS 2003)

Gemäß der Planungsunterlage der Firma Buderus wurden für den Betrieb der Heizkessel mit Biogas folgende Betriebsbedingungen festgelegt:

- Heizkessel mit konstanter Temperatur betreiben.
- Keine Betriebsunterbrechung zulassen.
- Mindest-Rücklauftemperatur oberhalb des Taupunkts (hier mindestens 60 °C) halten, d.h. Maßnahmen zur Rücklauftemperaturanhebung bei Biogasverbrennung auch für Ecostream-Heizkessel erforderlich.
- Mindest-Kesselwassertemperatur (Betriebs-Vorlauftemperatur) von 75 °C sicherstellen.
- Heizkessel regelmäßig reinigen und warten, evtl. chemisch reinigen und anschließend konservieren.
- Gebläsebrenner für Biogas bauseitig bereitstellen.
- Wegen der hohen Aggressivität von Biogas beträgt die Gewährleistungsfrist in diesem Anwendungsfall nur 2 Jahre.

Vaillant Austria GmbH, Hr. Waldherr (WALDHERR 2007)

Die Vaillant GmbH lehnt den Einsatz von Biogas generell ab. Negative Erfahrungen mit der Verbrennung von Biogas wurden vor 13 Jahren bei Versuchen mit aufbereitetem Biogas gemacht. Hier wurde festgestellt, dass es zu einer verstärkten Korrosion im Verbrennungsraum (Wärmetauscher) kommt. Davon wurde abgeleitet, dass bei einem Betrieb mit Biogas das Heizgerät aus Edelstahl bestehen muss. Aufgrund der Schwankungen des Methangehalts sind bei einem Betrieb mit Biogas Gebläsebrenner einzusetzen.

10.7 Neuentwicklungen

Derzeit gibt es für die thermische Verwertung von Biogas in Feuerungsanlagen zwei interessante Entwicklungen: Die FLOX-Technik und den Porenbrenner.

FLOX-Technik

Die FLOX-Technik wird seit Jahren zur Erzeugung von Prozesswärme eingesetzt und wurde entwickelt, um die NO_x-Emissionen zu senken. Der wesentliche Unterschied zu herkömmlichen Brennern ist, dass sich durch eine sehr starke interne Abgasrezirkulation und die dadurch bewirkte Vermischung keine Flamme ausbildet. Wenn die Voraussetzung ausreichend hoher Temperaturen erfüllt ist (> 800 °C), findet die Oxidation des Brennstoffes im gesamten Brennraumvolumen und nicht mehr an der Flammengrenze statt (WÜNNING G.J. 2003). Dadurch stellen sich homogene Temperaturen ein. Die Bildung von thermischen Stickoxiden, die bei Diffusionsflammen vor allem an der Flammengrenze mit ihren hohen Spitzentemperaturen stattfindet, wird unterdrückt. Neben den geringen Stickstoffoxidemissionen ist die Tatsache, dass bei der flammenlosen Oxidation Schwankungen in der Brennstoffqualität nicht gleich zu Problemen mit der Flammenstabilität führen, ein wesentlicher Grund, warum FLOX-Brenner für niederkalorische Brenngase besonders geeignet erscheinen.

Poren-Brenner

Der Porenbrenner der Promeos GmbH, der in enger Kooperation mit der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg entwickelt wurde, verbrennt ein Brennstoff-Luft-Gemisch nicht als offene Flamme, sondern innerhalb einer porösen Hochtemperaturkeramik (PROMEUS 2007). Laut Auskunft des Unternehmens können Brenngase mit einem Methangehalt von ≥ 50 % prinzipiell verwendet werden (VOLKERT J. 2007). Das Unternehmen ist gerade dabei, einen Brenner für ein Brenngas mit einem Methangehalt von 30 % anzupassen. Dazu werden die Gemischaufbereitungsmodule angepasst. Relative Schwankungen um ca. 10 % (d.h. z.B. 50 % +/- 5 %) sind laut Auskunft des Unternehmens vom Brenner bei richtiger Einstellung problemlos zu verkraften. Bei größeren Schwankungen müsste die Anwendbarkeit getestet werden.

10.8 Conclusio Auswirkungen Gasqualität

Für die Anwendung eines Brenngases in einem Feuerungssystem sind folgende Parameter wesentlich:

- Brennstoffwärmefluss
- Verbrennungsstöchiometrie
- Flammenstabilität
- Verbrennungsatmosphäre

Brennstoffwärmefluss

Wie schon erwähnt, ergibt sich die Brennstoffwärmefluss in einem Feuerungssystem durch den Volumenstrom des zugeführten Brennstoffs und dessen Energiegehalt. Der Wobbe-Index gilt als Kennwert für die Wärmebelastung eines Gasgerätes. Verschieden zusammengesetzte Brenngase mit gleichem Wobbe-Index ergeben bei unveränderlichem Düsendruck am Brenner die gleiche Wärmebelastung. Bei Brenngasen mit unterschiedlichen Wobbeindizes kann die Brennstoffwärmefluss durch Änderung des Düsendrucks oder durch Änderung der Düsengeometrie ausgeglichen werden. Der Einfluss auf andere Parameter, insbesondere des Luft/Brennstoff-Gemisches, bleibt hier unberücksichtigt.

Verbrennungsstöchiometrie

Bei vormischenden atmosphärischen Gasbrennern wird ein Teil (teilmischende, atmosphärische Gasbrenner) oder die gesamte (überstöchiometrisch vormischende, atmosphärische Gasbrenner) Verbrennungsluft durch Injektorwirkung angesaugt. Das Verhältnis der Quadratwurzel des Fließdruckes und des Wobbe-Index (m-Gasmodul), ist ein Maß für die Größe der Injektorwirkung. Steigt der Wobbe-Index nimmt m und somit die Injektorwirkung ab. Es wird weniger Luft angesaugt, wodurch das Lambda absinkt und es zu einer unterstöchiometrischen Verbrennung kommt. Da Gasmodul und Wärmebelastung gegenläufig sind, können beide durch die Änderung des Fließdrucks nicht konstant gehalten werden. Sind Schwankungen des Wobbe-Index zu erwarten, wird der Brenner auf den zu erwartenden Wobbe-Index eingestellt (SRG-Methode). Sinkt der Wobbe-Index, steigt der Luftüberschuss, dadurch sinkt der Wirkungsgrad. Die Verbrennung bleibt aber vollständig, wenn der Überschuss an Luft nicht zu hoch wird. Schwankungen von 10 % relativ sind möglich.

Bei überstöchiometrisch vormischenden, atmosphärischen Gasbrennern kann ein störungsfreier Betrieb bei sinkendem Wobbe-Index nicht gewährleistet werden. Hier kann man dieses Problem aber mit Mehrlochdüsen bewältigen. Sinkt der Wobbe-Index, wird über Zuschalten von Zusatzdüsen mehr Brenngas zugeführt. Für diese Technik ist aber ein Flammensensor notwendig, welcher die Gasbeschaffenheit signalisiert. Das SCOT-System nutzt das Ionisati-

onssignal der Flamme (abhängig von der Konzentration der Kohlenwasserstoffe) für diese Regelung.

Die SCOT-Regelung kann auch für die Steuerung von überstöchiometrisch vormischenden Gebläsebrennern angewendet werden. Theoretisch müsste mit dieser Technik eine höhere Schwankungsbreite ($\pm 20\%$ relativ) des Wobbe-Index ausgleichbar sein.

Flammenstabilität

Die Flammenstabilität wird von der Verbrennungsgeschwindigkeit, der Ausströmgeschwindigkeit und den Zündgrenzen beeinflusst. Für ein vorgegebenes Brenngas kann die Flammenstabilität durch Einstellung der optimalen Austrittsgeschwindigkeit gewährleistet werden. Weiters muss darauf Rücksicht genommen werden, dass die Flammenausdehnung und die Brennraumgeometrie übereinstimmen. Kommt es zu einem Anschlagen der Flamme an die Brennraumwände, steigen die CO- und VOC-Emissionen. Flammenstabilität, Flammenausdehnung und die sich daraus ergebende optimale Brennraumgeometrie wird für ein vorgegebenes Brenngas experimentell bestimmt.

Verbrennungsatmosphäre

Bei der Anwendung von Biogas ist mit erhöhtem H₂S- und Wasserdampfgehalt sowie CO₂-Gehalt zu rechnen. Wegen der korrosiven Eigenschaften müssen sowohl die Armaturen der Zuleitung wie auch der Brenner sowie die Verbrennungszone (Brennkammer) entsprechend geschützt werden. Im Handbuch „Produce and use biogas“ der US Environmental Protection Agency steht, dass Gusseisenkessel für die Verbrennung von unbehandeltem Biogas verwendet werden können. Es muss aber darauf geachtet werden, dass die Abgastemperatur über 300°F (ca. 150°C) liegen sollte. Für die Umsetzung von Biogas-Mikronetzen ist aber eine weitgehende Entschwefelung des Biogases sowohl aus materialtechnischen als auch aus mikrobiologischen Gründen zwingend notwendig. Die entsprechenden Techniken sind vorhanden.

Befinden sich siliziumorganische Verbindungen im Biogas, muss mit erhöhtem Verschleiß im Verbrennungsraum sowie an den Wärmetauschern gerechnet werden.

Derzeit können keine Anbieter von Kleinfeuerungssystemen für den Einsatz von nicht auf die Erdgasqualität aufbereitetem Biogas gefunden werden. Wie bereits erwähnt, können aber vormischende, atmosphärische Gasbrenner sowie vormischende Gebläsebrenner für den Einsatz von Biogas adaptiert werden. Problematisch sind die bei Biogas zu erwartenden Schwankungen der Gaszusammensetzung. Schwankungen des Wobbe-Index um 10 % relativ dürften laut Geräteherstellern ohne Zusatzaufwand möglich sein. Hier sollte für die Einstellung der Gasgeräte die SRG-Methode angewendet werden. Schwankungen darüber hinaus können über Regelung mittels Ionisationsstrom (SCOT-Regelung) oder λ -Sonde ausgeglichen werden.

Eine Ursache, warum derzeit keine Kleinfeuerungssysteme für Biogas angeboten werden, ist der nicht vorhandene Markt sowie die nicht vorhandenen gesetzlichen Regelungen für Typengenehmigungen betreffend Kleinfeuerungsanlagen für Biogas.

Besonders interessant für die Anwendung von Biogas sind zwei Neuentwicklungen, die FLOX-Technik und Porenspinner. Bei beiden Techniken findet die Umsetzung des Brennstoffs in Form einer flammenlosen Oxidation statt. Dadurch führen Schwankungen in der Brennstoffqualität nicht gleich zu Problemen in der Flammenstabilität. Nach Aussagen des Herstellers des Porenspinners, der Promeos GmbH, kann der Brenner für Brenngase mit einem Methangehalt von rund 50 % verwendet werden. Relative Schwankungen des Methangehalts von $\pm 10\%$ relativ sind bei richtiger Einstellung des Brenners problemlos zu verkraften. Bei größeren Schwankungen muss die Anwendbarkeit getestet werden.

Anwendungen von Biogas bei industriellen Feuerungen

Bei industriellen Feuerungen werden äquivalente Brennertypen eingesetzt. D.h. es gelten die gleichen Voraussetzungen wie bei Kleinfeuerungsanlagen. Bei manchen industriellen Anwendungen spielt aber auch die maximal erreichbare Flammtemperatur eine Rolle. Die maximal erreichbare Flammtemperatur sinkt mit abnehmendem Methangehalt. Abbildung 118 zeigt die adiabate Flammtemperatur in Abhängigkeit vom Methangehalt. Daraus ist ersichtlich, dass bei einem Methangehalt von 50 % die Flammtemperatur um ca. 150-200 °K tiefer liegt als beim Einsatz von 100 % Methan.

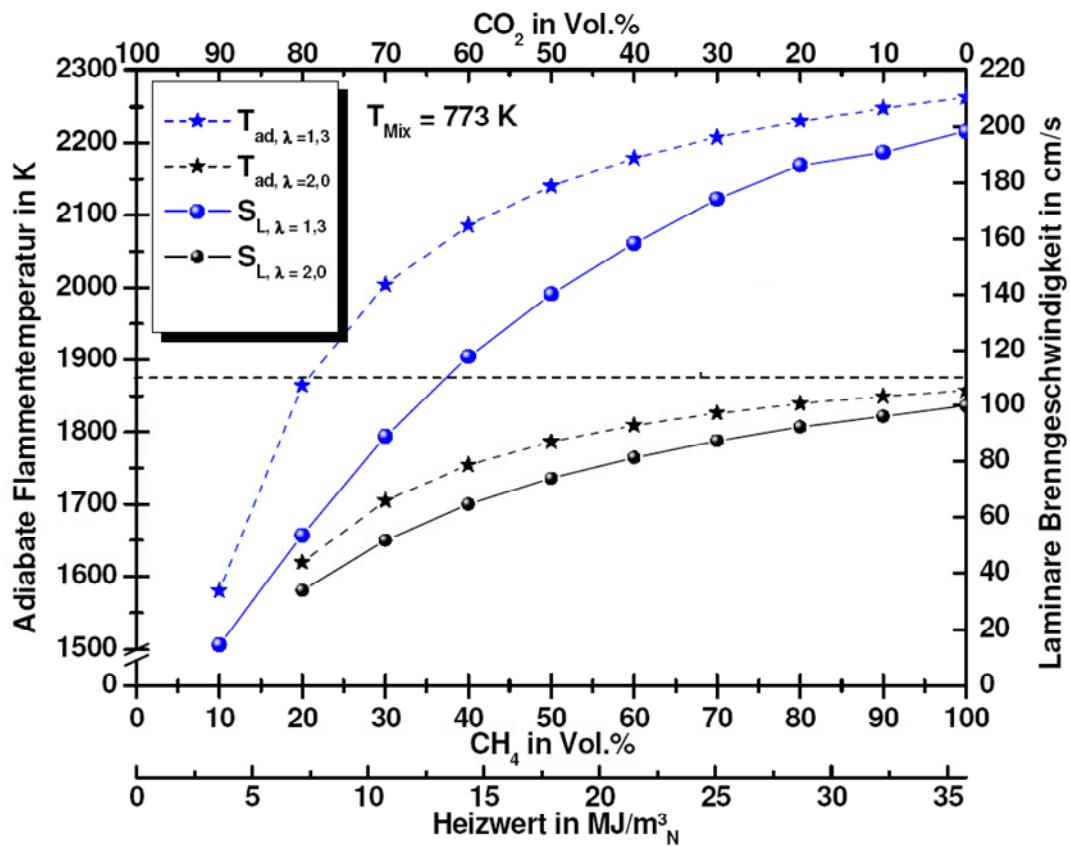


Abbildung 118: Adiabate Flammtemperatur und laminare Brenngeschwindigkeit in Abhängigkeit von CH_4 und CO_2 -Gehalt (Voß 2007)

11 Innovativer Biogas-Einsatz

11.1 Allgemeines

Ziel dieses Arbeitspakets ist es, neue, alternative Einsatzmöglichkeiten für die Verwertung von Biogas zu prüfen. Es gilt Verwendungsmöglichkeiten zu finden, welche für einen regelmäßigen Verbrauch auch während der Sommermonate sorgen können und so die Lastgänge über das Jahr zu optimieren. Zu diesem Zweck wurden Internetrecherchen sowie Gespräche mit Experten in den einzelnen Bereichen geführt.

Grundsätzlich ergeben sich für die energetische Nutzung des Biogases drei interessant erscheinende Lösungen. Erstens die Kraft-Wärme-Kopplung und zweitens gasbetriebene Wärmepumpen, die im Winter zur Gebäudebeheizung und im Sommer zur Kühlung eingesetzt werden können. Die dritte Möglichkeit liegt in der Verwendung des Biogases als Treibstoff für Fahrzeuge oder Fuhrparks insbesondere von Kommunen, landwirtschaftlichen Betrieben, Taxiunternehmen etc.

Als weitere Möglichkeit für eine alternative Verwertung des Biogases können stoffliche Verwertungen des Gases in Betracht gezogen werden. Hier käme vor allem die stoffliche Verwertung von Methan und CO₂ oder die Erzeugung von Wasserstoff in Betracht. Methan ist Ausgangsprodukt für verschiedene chemische Prozesse, unter anderem für die Herstellung von Ethin oder Blausäure. CO₂ dient unter anderem als Zusatz für verschiedene Getränke (Mineralwasser), wird aber auch als Dünger in Gewächshäusern eingesetzt. Diese Anwendungen erfolgen bisher üblicherweise in großtechnischen bzw. industriellen Maßstäben, weshalb in der vorliegenden Abhandlung aufgrund der relativ geringen Gasmengen einer Biogasanlage auf diese Verfahren nicht näher eingegangen wird.

Für den Betrieb bzw. das Lastmanagement von Biogas-Mikronetzen wird im Folgenden das Hauptaugenmerk auf den Einsatz von Gaswärmepumpen und die Verwendung von Biogas als Treibstoff in Biogastankstellen genauer eingegangen, da erwartet werden kann, dass diese Anwendungen für Lastmanagement und Vergleichmäßigung des Verbrauchs am besten geeignet erscheinen.

11.2 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische oder elektrische Energie und Nutzwärme. Sie ist das effizienteste Prinzip zur energetischen Nutzung von Brennstoffen, gleich ob fossil oder erneuerbar. Nutzwärme lässt sich nicht wirtschaftlich über größere Entfernung transportieren. Daher geben zentrale Großkraftwerke ihre Abwärme meist ungenutzt an die Umwelt ab. Kleine dezentrale Kraft-

werkseinheiten in der direkten Nachbarschaft von Verbrauchern – so genannte Blockheizkraftwerke (BHKW) – können dagegen nicht nur Strom produzieren wie zentrale Großkraftwerke, sondern dienen auch der Nahwärmeversorgung von Gebäuden und Betrieben (BAUZENTRALE 2007). Es gibt verschiedene Aggregate, die auf Grundlage der kombinierten Erzeugung von Kraft und Wärme basieren, z.B. Brennstoffzellen oder Mikrogasturbinen.

Brennstoffzelle

Im Technologiezentrum Salzkammergut in Attnang-Puchheim/OÖ wurde die erste österreichische gasbetriebene Brennstoffzellenanlage für den Haushaltsbereich installiert und von 2001 bis 2004 getestet. Die Pilotanlage hatte eine Leistung von 1 kW_{el} und 2,5 kW_{th} (bzw. bis zu 22 kW_{th} mit integriertem Zusatz-Brennwertkessel). Sie erzeugte jährlich ca. 8 MWh Strom und 20 MWh Wärme. Als Energiequelle wurde Erdgas genutzt. Im Landgasthof „Wirt im Feld“ wurde die Brennstoffzellen-Anlage für die gewerbliche Nutzung installiert und von 2004 bis 2006 getestet. Die Pilotanlage hatte eine Leistung von 4,6 kW_{el} und 11 kW_{th}. Sie war damit imstande, jährlich ca. 28 MWh Strom und 70 MWh Wärme zu erzeugen. Als Energiequelle wurde ebenfalls Erdgas genutzt. Beide Projekte wurden von der ARGE Brennstoffzelle, einem Zusammenschluss der Erdgas OÖ und der OÖ Ferngas AG, durchgeführt (ERDGAS OÖ 2004). Das Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle ist in Abbildung 119 dargestellt (ERDGAS OÖ 2006).

Derzeit erprobt ein deutscher IT-Dienstleister eine mit aufbereitetem Biogas betriebene Brennstoffzelle, die einen Server-Raum mit 250 kW Strom sowie mit Kühlung versorgen soll. Hierfür wird ein „Hot-Module-Modell“ der CFC Solutiona GmbH eingesetzt, eine flach liegende Tonne mit 8 m Länge und 2,5 m Höhe. Die Brennstoffzelle hat einen elektrischen Wirkungsgrad von über 47 %, eine thermische Leistung von 180 kW und eine gesamt elektrische Leistung von 250 kW (SILICON 2007).

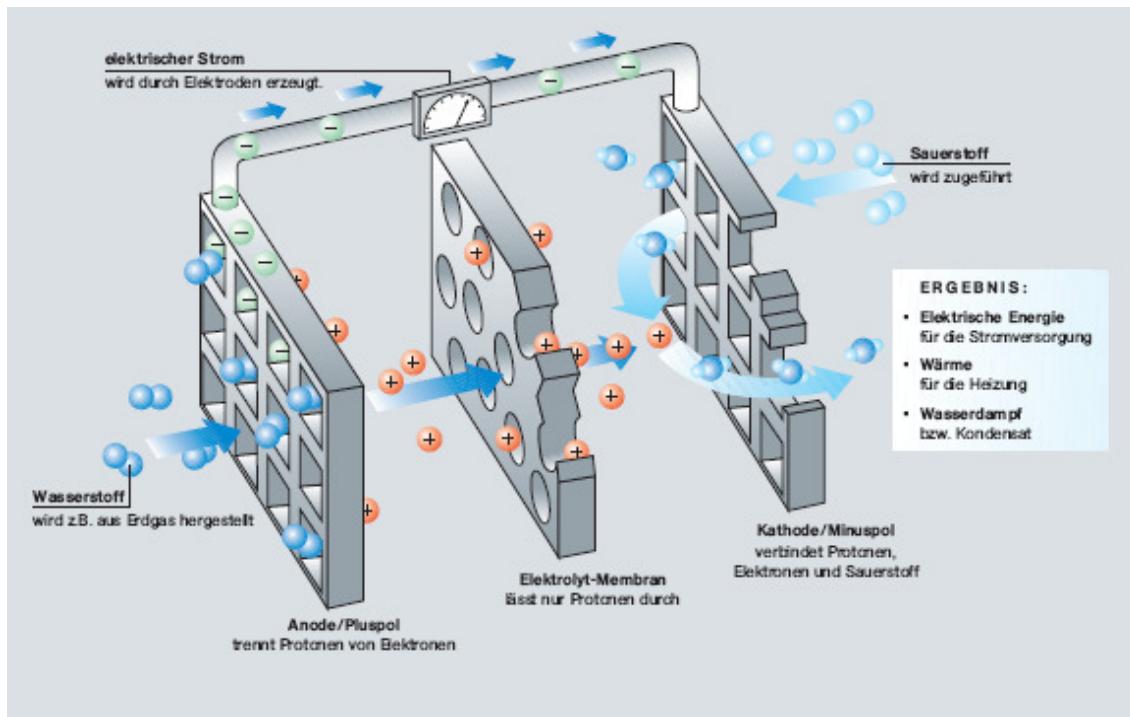


Abbildung 119: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle (ERDGAS OÖ 2006)

Mikrogasturbinen

Mikrogasturbinen sind kleine Hochgeschwindigkeitssysteme zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, die derzeit im Leistungsbereich ab 28 kW_{el} verfügbar sind (ASUE 2007).

Eine Gasturbinenanlage besteht im einfachsten Fall aus einem Verdichter, einer Gasturbine, einer Brennkammer und einem Wärmeüberträger, sowie einem Generator und einem Anwurfmotor. Das Funktionsprinzip einer Mikrogasturbine wird in Abbildung 120 grafisch dargestellt.

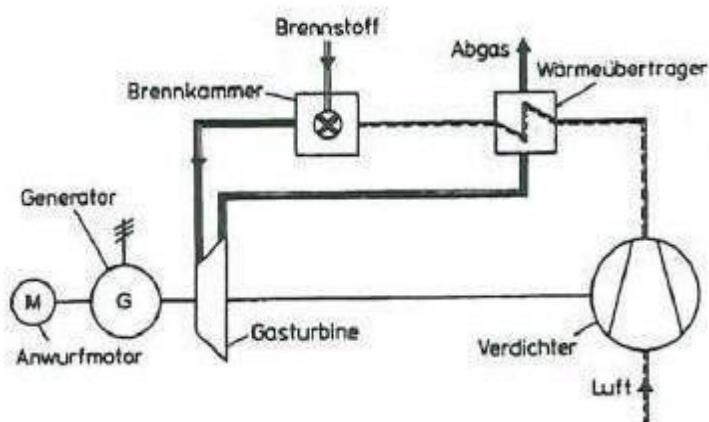


Abbildung 120: Funktionsprinzip einer Mikrogasturbine (BRAUNER 2005)

Die Einsatzbereiche von Mikrogasturbinen erstrecken sich über gewerbliche Anwendungen zur Strom- und Dampferzeugung, z.B. in Brauereien, bis hin zur konventionellen Kraft-Wärme-Kopplung in Krankenhäusern, Hotels und Verwaltungsgebäuden (ASUE 2007). Mikrogasturbinen können neben Erdgas oder Heizöl auch mit aufbereitetem Biogas betrieben werden (GREENENVIRONMENT 2007). Mikrogasturbinen speziell für Biogas bzw. Biomethan sind erhältlich, ihre elektrische Leistung bewegt sich zwischen 30 und 65 kW (MICROTURBINE 2007).

11.3 Gasbetriebene Wärmepumpen

Für Kühlung und Klimatisierung bzw. in Kombination zum Heizen steht für Erdgas eine größere Anzahl an Produkten zur Verfügung. Hauptsächlich sind hier Wärmepumpen in Verwendung. Typische Leistungsgrößen beginnen bei rund 14 kW (Heizung) bzw. 16 kW (Kühlung) und reichen bis mehrere MW. Als Hersteller sind Firmen wie Sanyo, York, Aisin etc. zu nennen. Messungen zeigen für den Heizbetrieb einen Jahresnutzungsgrad von 94 %. Somit werden im Heizbetrieb Nutzungsgrade auf einem ähnlichen Niveau wie bei Gasbrennwertkesseln erreicht. Für den Kühlbetrieb können Leistungszahlen von etwa 0,7 (Absorptionswärmepumpen) bis 1,9 (gasmotorische Wärmepumpen) erreicht werden (vgl. Abbildung 125).

Bezogen auf den Primärenergieeinsatz sind diese Verfahren also als sehr effizient einzustufen. Die Marktdurchdringung in Europa ist aufgrund relativ niedriger Strompreise bisher allerdings sehr gering (bis 2006 waren in Deutschland erst etwa 90 Anlagen installiert). Die CE-Zulassung für den europäischen Markt erfolgte im Jahr 2002.

In Japan wurden gasbetriebene Wärmepumpen aufgrund hoher Strompreise bzw. Engpassen bei der Stromversorgung bereits vor rund 20 Jahren eingesetzt. Mittlerweile sind dort etwa 600.000 solcher Anlagen in Verwendung (ENERGYAGENCY 2007).

Eine Marktentwicklungsprognose der Vertriebsfirma Kaut für gasbetriebene Wärmepumpen ist in Abbildung 121 dargestellt. Dieses Unternehmen vertreibt gasbetriebene Wärmepumpen lt. eigenen Angaben seit 2003 und setzt große Erwartungen in diese Technologie. Vor allem ein erwarteter Anstieg der Strompreise soll für höhere Nachfrage nach gasbetriebenen Anlagen sorgen (KAUT 2007).

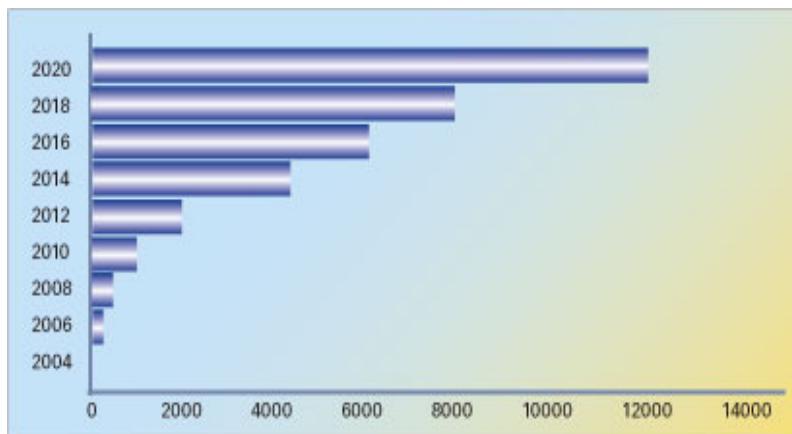


Abbildung 121: Marktentwicklungsprognose für Gas-Wärmepumpen in Deutschland (KAUT 2007)

11.3.1 Bauarten von Gasklimageräten (Wärmepumpen)

Gasmotorische Kompressionswärmepumpe

Die meisten in Europa installierten Wärmepumpen arbeiten nach dem Prinzip des Kalt-dampfprozesses. Eine Kaltdampf-Kompressionsanlage besteht im Wesentlichen aus dem motorisch angetriebenen Verdichter (Kompressor) zur Energiezufuhr, dem Verflüssiger (Kondensator) zur Wärmeabgabe, der Entspannungseinrichtung (Drossel, Expansionsventil) zur Reduzierung des Druckes und dem Verdampfer zur Wärmeaufnahme (Kühlung). Diese Bauelemente sind in einem geschlossenen System miteinander verbunden, in dem das Kältemittel zirkuliert. Üblicherweise werden die Verdichter bzw. die Kompressoren von einem Elektromotor angetrieben, der das Kältemittel auf einen höheren Druck bringt.

Wird dieser Verdichter der Wärmepumpe von einem Gasmotor (anstatt Elektromotor) angetrieben, kann zusätzlich die Wärme aus dem Kühlwasser sowie aus dem Abgas des Gasmotors in das Heizsystem eingekoppelt werden. Die Nutzung dieser „Motor-Abwärme“ trägt wesentlich zur hohen Primärenergieausnutzung und damit zum geringen CO₂-Ausstoß bei einer gasmotorisch betriebenen Anlage bei. Die Funktionsweise einer gasmotorisch betriebenen Wärmepumpe ist in folgender Abbildung 122 dargestellt.

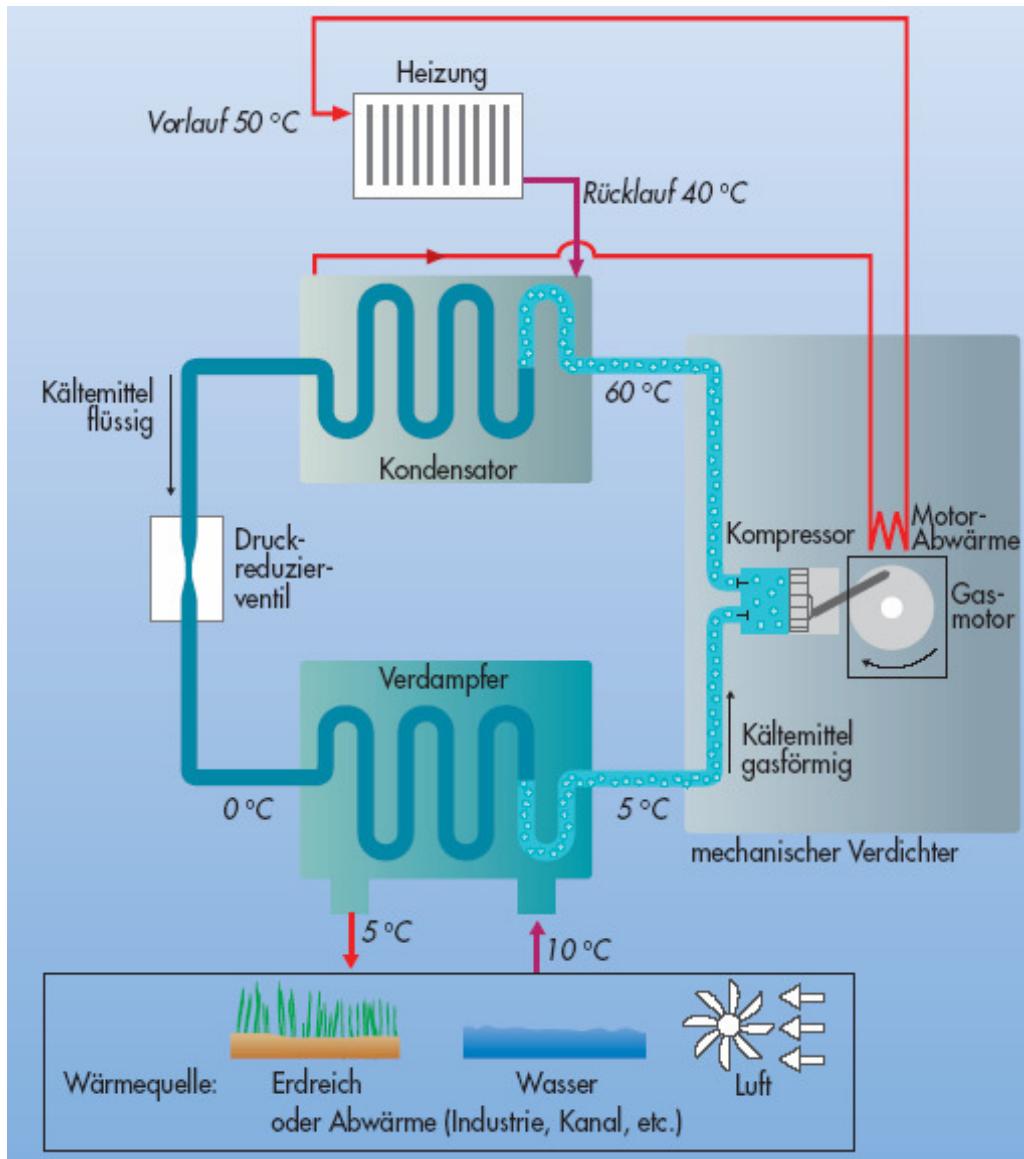


Abbildung 122: Funktionsweise gasmotorisch betriebener Wärmepumpen (ASUE 2002)

Absorptionswärmepumpen

Die Absorptionswärmepumpe, dargestellt in Abbildung 123, arbeitet nach ähnlichen Prinzipien wie eine Kompressionswärmepumpe, also mit Verdampfer (zur Aufnahme von Umweltwärme) und einem Verflüssiger oder Kondensator (zur Wärmeabgabe an das Heizsystem). Statt das Kältemittel zu komprimieren wird beim Absorptionsprozess ein gasförmiges Kältemittel (z.B. Ammoniak) von einem Lösungsmittel (z.B. Wasser) durch einen mit Erdgas oder einer anderen Wärmequelle beheizten „thermischen Verdichter“ in eine kältemittelreiche Lösung (NH_3 -Dampf) und eine kältemittelarme Lösung (Wasser) getrennt. Das gasförmige, unter Druck stehende NH_3 -Kältemittel strömt dann in den Kondensator/Verflüssiger, gibt hier die Kondensationswärme an das Heizsystem ab und wird dadurch flüssig. Danach durchströmt das flüssige, unter hohem Druck stehende Kältemittel ein Reduzierventil. Durch diese

Druckentspannung expandiert das Gas, kühlt sich dabei ab und ist so in der Lage, im nachfolgenden Verdampfer Wärme aus der Umwelt aufzunehmen. Ein wesentlicher Vorteil von Gasabsorptionswärmepumpen ist der Einsatz von Kältemitteln, die weder die Ozonschicht zerstören noch einen direkten Treibhauseffekt bewirken. Allerdings liegt die energetische Effizienz von Gasabsorptionswärmepumpen unter der von Gasmotorwärmepumpen.

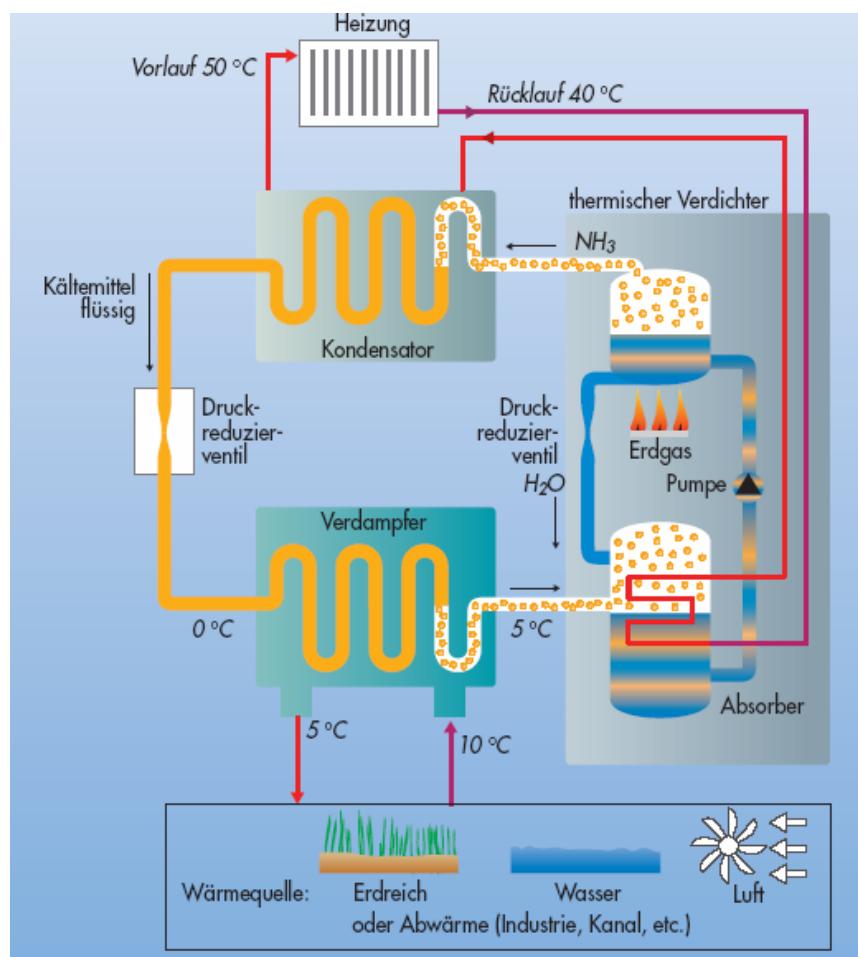


Abbildung 123: Funktionsweise gasbefeueterter Absorptionswärmepumpen (ASUE 2002)

Absorptionswärmepumpen sind seit mehreren Jahren auf dem europäischen Markt erhältlich (ASUE 2005). Die Leistungsgrößen reichen von unter 20 kW bis hin zu mehreren MW. Für die direkte Beheizung mit Gas wird zumeist das Stoffpaar Ammoniak/Wasser eingesetzt.

Ein wesentlicher Vorteil von Gasabsorptionswärmepumpen ist der Einsatz von Kältemitteln, die weder die Ozonschicht zerstören noch einen direkten Treibhauseffekt bewirken. Allerdings liegt die energetische Effizienz von Gasabsorptionswärmepumpen unter der von Gasmotorwärmepumpen (siehe Abschnitt 11.3.3).

11.3.2 Effizienzvergleich Heizungssysteme

Generell lassen sich mit Wärmepumpen aufgrund der Nutzung von kostenloser, regenerativer „Umweltenergie“ bzw. der möglichen Nutzung von Abwärme bedeutende Einsparungen von Primärenergie und Emissionen erschließen. Die folgenden Vergleiche wurden alle mit dem Energieträger Erdgas als Energieträger für gasbetriebene Wärmepumpen ausgeführt (ASUE 2002).

Primärenergieeinsatz

Im folgenden Abschnitt wird der Primärenergieeinsatz verschiedener Heizungssysteme unter Berücksichtigung der jeweiligen Umwandlungs- und Verteilungsverluste miteinander verglichen. Bezugspunkt ist die an den Nutzer abgegebene Heizenergie von 100 %.

Die Gegenüberstellung zeigt, dass bei der elektrischen Heizung 278 % an Primärenergie eingesetzt werden müssen, die im Kraftwerk lediglich zu 36 % in Strom umgewandelt wird, so dass 178 % der Primärenergie als Abwärme und Verteilungsverluste verloren gehen. Gegenüber diesem relativ schlechten Wirkungsgrad erfolgt anschließend die Umwandlung von Strom in Wärme bei elektrischen Heizgeräten verlustfrei mit einem Wirkungsgrad von 1. Für Heizöl Extraleicht betriebene Niedertemperaturheizkessel wurde ein Nutzungsgrad von $\eta = 0,91$ angenommen. Bei einem zugrunde gelegten Raffineriewirkungsgrad von 94 % erfordern Öl-Niedertemperaturheizungen einen Primärenergieeinsatz von 117 %. Zur Beurteilung des notwendigen Primärenergieeinsatzes bei Erdgas-Zentralheizungen wird der Nutzungsgrad eines Brennwertkessels mit $\eta = 0,98$ angenommen. Daraus ergibt sich bei einem zugrunde gelegten Wirkungsgrad der Gasversorgung von 0,94 ein Primärenergieeinsatz von 109 %.

Bei Wärmepumpen ist die Leistungszahl ε abhängig von der verfügbaren Wärmequelle und der Nutztemperatur. Bei Luft-Wasser-Wärmepumpen kann ε zwischen 2,3 und 2,8 und bei Erdreich-Wasser-Wärmepumpen zwischen 2,8 und 3,8 eingeschätzt werden. Als mittlere Leistungszahl für die Elektrowärmepumpe mit Erdreich als Wärmequelle wird bei dieser Gegenüberstellung ein Wert von $\varepsilon = 3,3$ angenommen. Somit bezieht die Wärmepumpe mit Stromantrieb 70 % der Heizenergie aus der Umgebung und erfordert einen Primärenergieeinsatz von 84 %. Für die direkt befeuerte Gasabsorptionswärmepumpe wird im Mittel ein Wärmeverhältnis von 1,5 angenommen.

Für den Gasbrenner wird ein Wirkungsgrad von $\eta = 0,9$ und für die Gasversorgung ein Wirkungsgrad von 0,94 festgelegt. Für die Gasabsorptionswärmepumpe ergibt sich ein notwendiger Primärenergieeinsatz von 80 %. Etwa 25 % der Heizenergie werden aus der Umgebung bezogen. Die gewählte Leistungszahl der Gasmotorwärmepumpe liegt mit $\varepsilon = 3,5$ geringfügig höher als bei der Strom-Wärmepumpe. Durch die Nacherwärmung des Heizungswassers über die Motorabwärme kommt die Gaswärmepumpe mit einem geringeren Temperaturhub aus und erreicht somit eine etwas bessere Leistungszahl. Rund 47 % der Heizener-

gie werden aus der Umgebungswärme bezogen. Durch die zusätzliche Nutzung der Abwärme des Gasmotors ist nur noch ein Primärenergieeinsatz von 67 % erforderlich (ASUE 2002).



Abbildung 124: Primärenergieeinsatz verschiedener Heizsysteme (Warmwasserbereitung nicht berücksichtigt) (ASUE 2002)

11.3.3 Effizienzvergleich Kühlsysteme

Leistungszahlen

Die Leistungszahl (Coefficient of Performance = COP) von Kältemaschinen errechnet sich aus:

$$COP = \frac{\text{abgegebene Kälteleistung}}{\text{zugeführte Antriebs - bzw. Heizleistung}}$$

In Tabelle 42 sind typische Leistungszahlen (COP-Werte) von Flüssigkeitskühlern dargestellt.

Tabelle 42: Typische COP von Flüssigkeitskühlern (YORK 2003)

Flüssigkeitskühler	COP
Absorption einstufig	~ 0,7
Absorption mehrstufig	~ 1,15
Turboverdichter mit Gasmotor	1,9
Turbo-/Schraubenverdichter mit Elektromotor	4 – 5

Aus dem Vergleich in Abbildung 124 ist ersichtlich, dass eine gasmotorische Wärmepumpe gegenüber einer elektrischen Wärmepumpe hinsichtlich des Primärenergieeinsatzes konkurrenzfähig ist, trotz geringerem COP (YORK 2003).

Wirtschaftlichkeit

Um die Wirtschaftlichkeit von Absorptionskältemaschinen und Kompressionskältemaschinen zu vergleichen, werden im Folgenden die Energieverbrauchskosten (e_A) herangezogen. Die Energieverbrauchskosten ergeben sich aus dem Produkt, aus dem spezifischen Energieverbrauch (Energiebedarf in kW je kW Kälteleistung) und den Kosten pro Energieeinheit.

Für eine Kälteleistung von etwa 200 kW ergibt sich ein Verhältnis des spezifischen Energieverbrauchs einer einstufigen Absorptionskältemaschine mit einer Kompressionskältemaschine (Kolbenverdichter, elektrisch) von etwa:

$$\text{Einstufig: } e_A = \frac{\xi_K}{\epsilon_K} = \frac{4,2}{0,7} = 6$$

$$\text{Mehrstufig: } e_A = \frac{\xi_K}{\epsilon_K} = \frac{4,2}{1,15} = 3,65$$

Der spezifische Energieverbrauch einer einstufigen Absorptionskältemaschine beträgt also etwa das Sechsfache einer Kompressionskältemaschine. Der Preis für eine Kilowattstunde Wärmeenergie darf also ein Sechstel des Preises für elektrische Energie nicht übersteigen. Rechnet man zudem noch höhere Investitionskosten und höheren elektrischen Energieverbrauch, liegt der tatsächliche Beginn der Wirtschaftlichkeit einer Absorptionskältemaschine bei etwa 15 % der Preise für elektrische Energie. Bei einer mehrstufigen Absorptionskältemaschine verbessert sich das Verhältnis auf 3,65, d.h. Anlagen werden wesentlich effizienter und wirtschaftlicher.

Eine Absorptions-Kältemaschine kann trotzdem wirtschaftliche Vorteile aufweisen, wenn

- Wärme zu einem niedrigen Preis verfügbar ist, insbesondere Abwärme aus vorgeschaltete Prozessen im Temperaturbereich von rund 90 – 140 °C,

- die wesentlich größere Wärmeabgabe der Absorptionsmaschine durch Wärmerückgewinnung nutzbar gemacht werden kann,
- günstige Energiequellen (wie z.B. Sonnenenergie) zur Beheizung der Absorptionsmaschine nutzbar gemacht werden können.

Als Vorteile der Absorptionskälteanlage können zudem der relativ geringe Wartungsaufwand, der geräuscharme Betrieb und ein gutes Teillastverhalten angeführt werden.

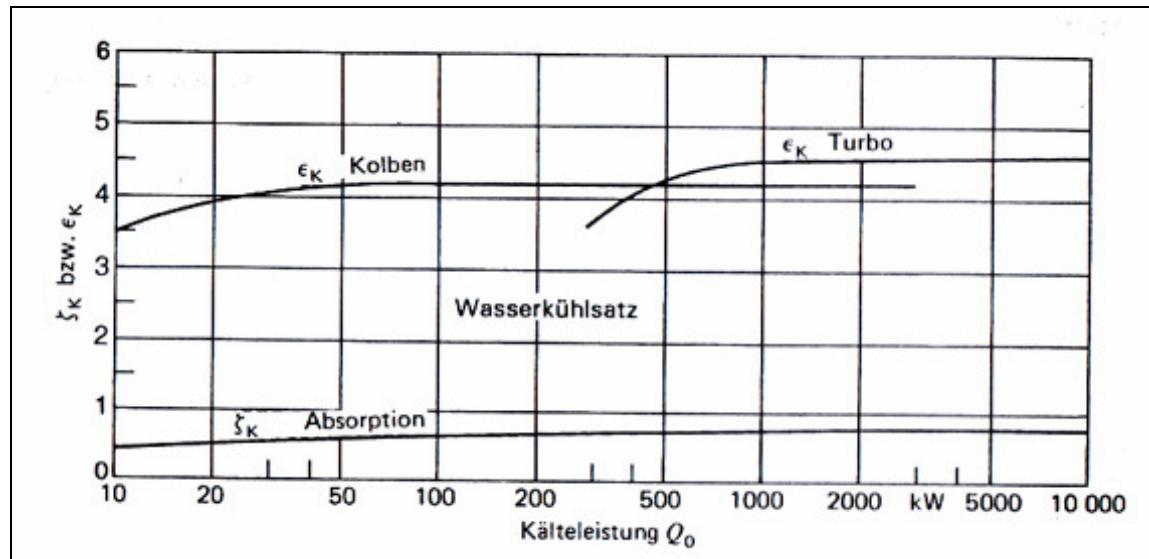


Abbildung 125: Richtwerte für die Leistungszahl von Hubkolben- und Turboverdichter – Wasserkühlsätze und Wärmeverhältnis von Absorptionswasserkühlsätzen bei Nenntemperaturen (Abweichungen je nach Hersteller von +10 % bis -20 % möglich) (RECKNAGEL ET.AL. 2002)

Für eine gasmotorisch angetriebene Kältemaschine im Vergleich zu einer elektrisch angetriebenen Kältemaschine ergibt sich

$$\epsilon_A = \frac{\epsilon_K}{\xi_K} = \frac{4,2}{1,9} = 2,2$$

Der Preis für aus Erd- oder Biogas produzierte Energie darf also etwa 45 % des Preises für elektrische Energie betragen, um in wirtschaftliche Bereiche vorzustoßen. Ebenso ist mit höheren Investitionskosten zu rechnen, wodurch sich die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung weiter in Richtung elektrisch angetriebener Kältemaschine verschieben (RECKNAGEL et.al. 2002).

11.3.4 Emissionsvergleich

Der gasmotorische Kaltdampfprozess sowie der Absorptionsprozess sind, bezogen auf den Primärenergieeinsatz, energetische Verbesserungen des konventionellen, in der Regel

strombetriebenen Kaltdampfprozesses. Durch die Vermeidung der Verluste bei der Stromerzeugung kann der Primärenergieeinsatz bei Erdgasverwendung mit dem gasmotorischen Kaltdampfprozess (um etwa 30 %) bzw. mit dem Absorptionsprozess (um etwa 20 %) verringert werden (vgl. Abbildung 124).

Die in Abbildung 126 dargestellten Verbesserungen ergeben sich in realen Anlagen, die zum Heizen und Kühlen eingesetzt wurden. Hierzu wurden Geräte von den Firmen Aisin, Robur und Mitsubishi Electric hinsichtlich der primärenergetischen Effizienz im Heiz- und Kühlfall verglichen. Diese Prozessverbesserungen führen beim Einsatz der gasmotorischen Kaltdampfanlage zu Einsparungen an CO₂-Emissionen in der Größenordnung von 15 % und beim Einsatz von Absorptionsanlagen von 8 %. Auch die Emissionen an Luftschatdstoffen gehen deutlich zurück (ASUE 2005)¹³.

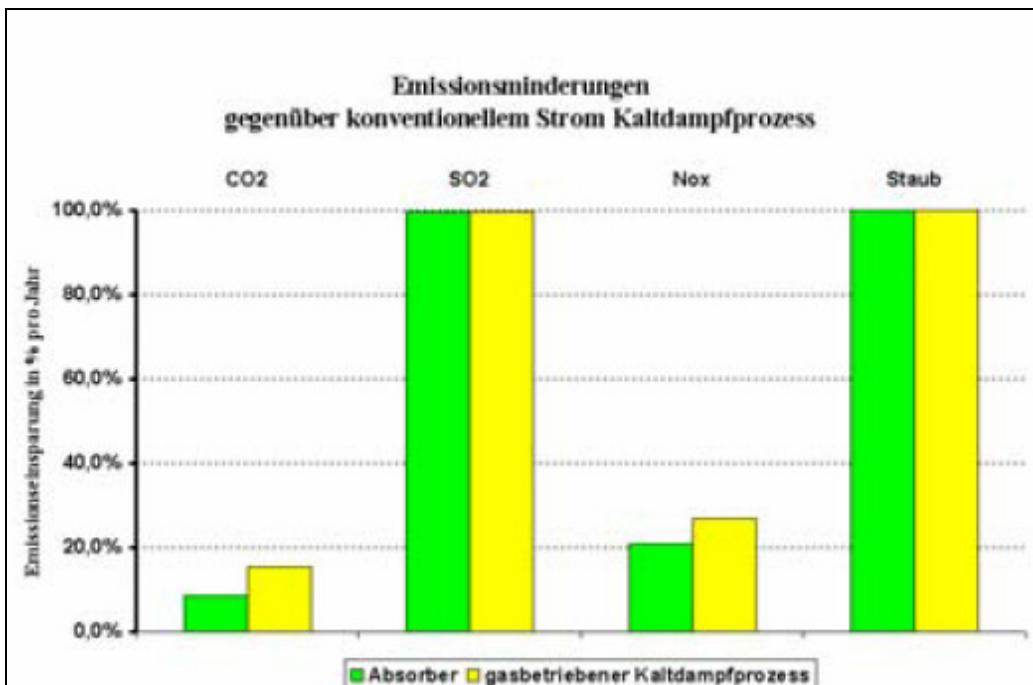


Abbildung 126: Emissionsminderung gegenüber konventionellem Strom-Kaltdampfprozess (ASUE 2005)

¹³ Exakte Daten hinsichtlich Gesamtstrommix, COP etc. wurden in der betreffenden Studie nicht angegeben.

11.3.5 Verwendung von Biogas für Gaswärmepumpen

Gasmotorisch angetriebene Wärmepumpen

Laut Herstelleranfragen wurden gasmotorisch betriebene Wärmepumpen bisher noch nicht mit Biogas betrieben. Da in Blockheizkraftwerken bei konventionellen Biogasanlagen aber bereits modifizierte Verbrennungsmotoren zum Einsatz kommen, kann davon ausgegangen werden, dass die Möglichkeit besteht, Biogas als Brennstoff für die Gasmotoren der Kompressionswärmepumpen einzusetzen.

Absorptionswärmepumpen

Da das Gas in Absorptionswärmepumpen in herkömmlichen Gasbrennern (wie auch z.B. bei Gasheizsystemen) verbrannt wird, kann hier auf die Ergebnisse von AP6 verwiesen werden. Eine Liste der Hersteller bzw. Anbieter von gasbetriebenen Wärmepumpen ist in Anhang 20.5.1 angeführt.

11.3.6 Solarunterstützte (hybride) Kühlanlagen

Für den Antrieb von Absorptionswärmepumpen kommen grundsätzlich verschiedene Wärmequellen ab einem Temperaturbereich von etwa 80 °C in Frage. Die Nutzung von Sonnenenergie stellt hier natürlich eine denkbare Wärmequelle dar. Bisher gibt es für den Einsatz von solarbetriebenen Absorptionswärmepumpen keine vollständig entwickelten bzw. standardisierten Technologien. Bisher wurden erst relativ wenige Pilotanlagen realisiert, wobei die Erfahrungen mit diesen Anlagen vorhandene Defizite im Bereich Anlagenhydraulik und in der Regeltechnik aufzeigten (IEA-SHC TANK 25).

11.3.7 Wärmepumpensysteme - Einsatzmöglichkeiten

Insbesondere dort, wo Abwärme von industriellen oder anderen Prozessen genutzt werden kann, kommt der Vorteil von Wärmepumpenprozessen gegenüber anderen Heiz- und Kühlsystemen zum Tragen. Absorptionswärmepumpen und gasmotorisch angetriebene Kompressionswärmepumpen sind als Alternativen zu konventionellen, elektrisch angetriebenen Wärmepumpen am Markt erhältlich. Die weitere Marktdurchdringung hängt sicherlich von der Entwicklung des Strompreises sowie von den Marketingbemühungen der Hersteller ab.

Ein wesentlicher Vorteil von Wärmepumpensystemen ist die Verwendung von nur einem Gerät für Kühlung und Heizung, wodurch sich ein wirtschaftlicher Vorteil ergeben kann, da die Investitionskosten durch die Einsparung eines zusätzlichen Kühlergerätes niedrig gehalten werden können (ASUE 2002).

Direktverdampfung (Vif-Systeme)

In Japan, wo der Markt der gasbetriebenen Wärmepumpen insgesamt schon relativ gut entwickelt ist, werden Gaswärmepumpen hauptsächlich für Splitsysteme mit Direktverdampfung eingesetzt (Abbildung 127). Bei VRF-Systemen (Variable Refrigerant Flow) handelt es sich um dezentral, modular aufgebaute Klimatisierungssysteme mit variablen Kältemittel-Volumenströmen zum Kühlen, Heizen und Entfeuchten.

Bei diesen Systemen sind Verdampfer und Verdichter räumlich getrennt zu Verflüssiger und Entspanner. Der Verflüssiger ist als Innengerät direkt in den zu konditionierenden Räumen situiert. Das Kältemittel wird von der Außeneinheit direkt zu den Innengeräten geführt. Die Systeme können als umschaltbar zwischen Heiz- und Kühlbetrieb ausgeführt werden, das heißt, alle Einheiten arbeiten entweder im Kühl- oder im Heizbetrieb (KAUT 2007).

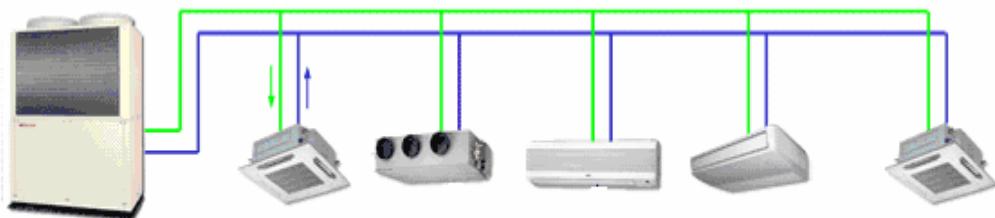


Abbildung 127: Direktverdampfungssystem (KAUT 2007)

Wassersysteme

Im Gegensatz zur Direktverdampfung findet bei wassergeführten Systemen der Energieaustausch im Wasserwärmeüberträger statt, dargestellt in Abbildung 128. Im Heizmodus wird im Wasserwärmeüberträger die Wärmeenergie des Kältemittels an das Wasser übergeben. Im Kühlmodus wird dem Wasser Wärmeenergie entzogen, wodurch eine Kühlung des Wassers erreicht wird. Diese Systemvariante kann ebenso wie Direktverdampfungssysteme als umschaltbar zwischen Heiz- und Kühlbetrieb ausgeführt werden (KAUT 2007).

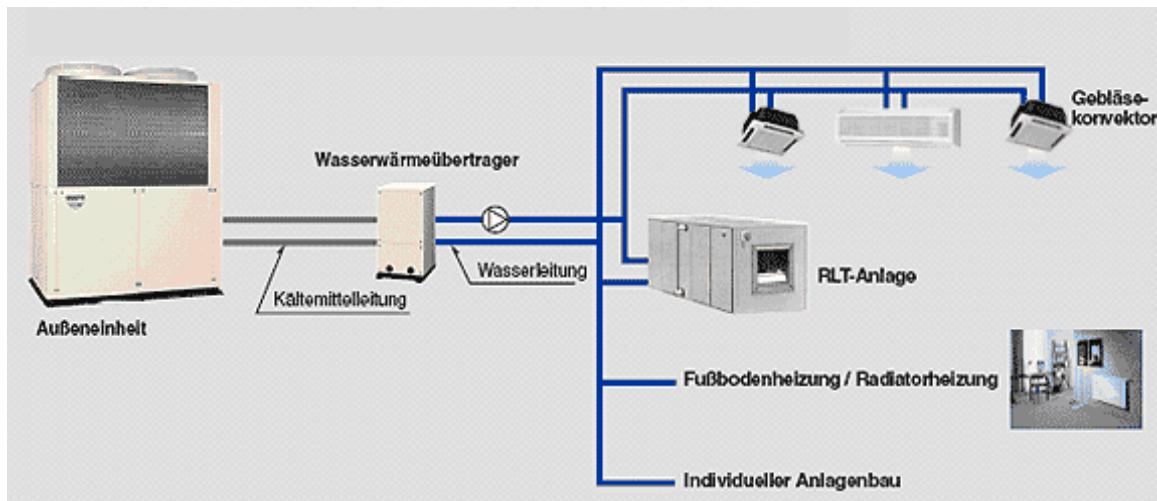


Abbildung 128: Wassersystem (KAUT 2007)

Mischsysteme

Im Mischsystem werden Direktverdampfung und Wassersystem kombiniert, abgebildet in Abbildung 129. In diesem Fall besteht die Möglichkeit der Warm- bzw. Kaltwasserbereitung sowie des Parallelbetriebs mit direkt verdampfenden Inneneinheiten.

Diese Systemvariante ermöglicht es, bestehende wassergeführte Heizungssysteme zu nutzen und die erforderliche Kühlleistung über direkt verdampfende Inneneinheiten wirtschaftlich und mit geringem Montageaufwand einzubinden (KAUT 2007).

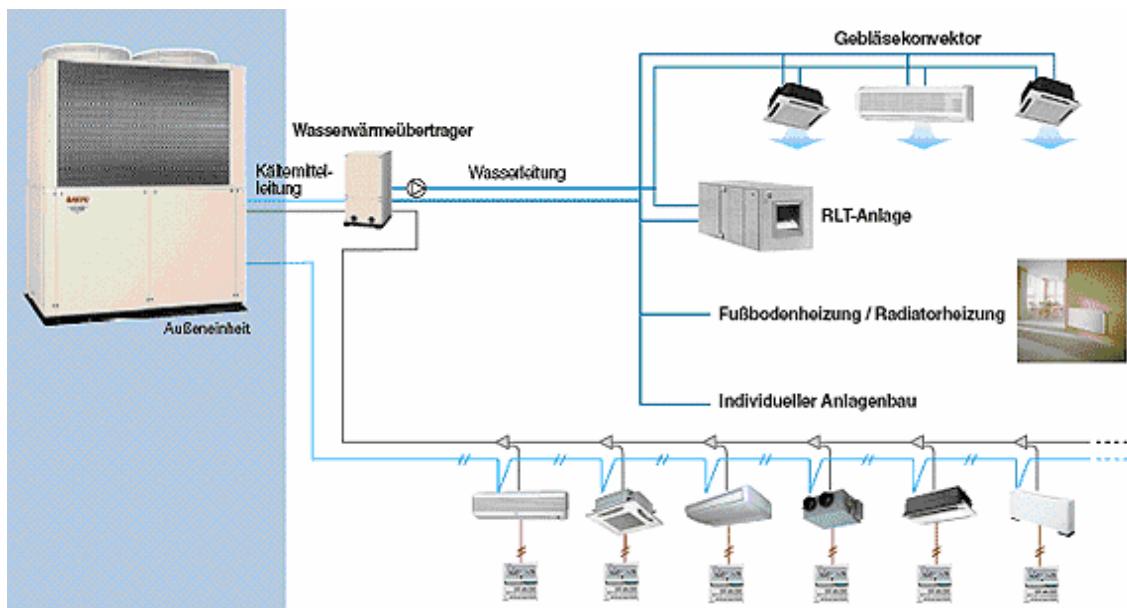


Abbildung 129: Mischsystem (KAUT 2007)

3-Leiter-Systeme

Um die Funktionen Kühlen und Heizen gleichzeitig zu realisieren, wie es bei der Zonierung von Gebäuden zum Teil notwendig sein kann, werden auch Systeme mit 3-Leiter-Netzen angeboten, welche diese Funktionen gleichzeitig realisieren können, siehe auch Abbildung 130 (KAUT 2007).

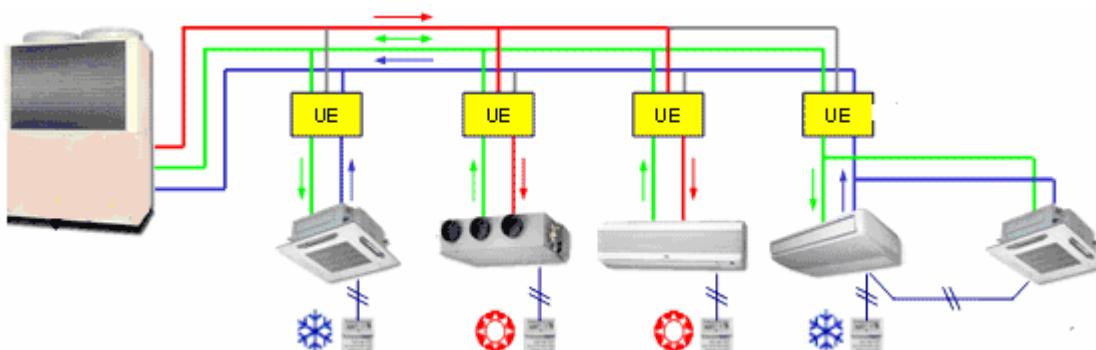


Abbildung 130: 3-Leiter-System (KAUT 2007)

11.3.8 Zusammenfassung

Die Recherche zeigte, dass die technischen Lösungen für den Einsatz von gasbetriebenen Wärmepumpen am Markt vorhanden und erhältlich sind. Gasbetriebene Wärmepumpen zur Beheizung und Kühlung von Gebäuden sind vielfach erprobt und können als technisch ausgereift beurteilt werden.

Somit stellen Gaswärmepumpen, die zur Heizung und Kühlung eingesetzt werden, eine interessante Möglichkeit dar, um eine Vergleichsmäßigung des Lastganges bzw. des Gasverbrauchs zu erreichen. Für den Einsatz von unaufbereitetem Biogas für Gaswärmepumpen wurden in der vorliegenden Recherche keine Belege gefunden, weshalb davon ausgegangen wird, dass eine solche Lösung noch nicht realisiert wurde. Es wird aber davon ausgegangen, dass der Einsatz von Biogas durch Modifikationen an den erhältlichen Anlagen möglich ist.

11.4 Biogas als Treibstoff

Im folgenden Kapitel werden die technischen Anforderungen an die Gasqualität und die Verdichtung von Biogas als Treibstoff erläutert. Ferner werden mehrere umgesetzte Praxisbeispiele, in denen der Einsatz von Biogas als Kraftstoff für Fahrzeuge realisiert wurde, in einem Exkurs beschrieben. Ebenso werden die Emissionen von gasbetriebenen Fahrzeugen den Emissionen von benzin- und dieselbetriebenen Fahrzeugen gegenüber gestellt.

11.4.1 Allgemeines

Treibstoffe aus biologisch nachwachsenden Rohstoffen stellen eine immer mehr an Bedeutung gewinnende Alternative zur Mineralölerzeugung aus Erdölprodukten dar. Sie sollen die fehlenden Erdölmengen der Zukunft zunehmend ersetzen. Die europäische Gemeinschaft legt in der „Richtlinie 2003/30/EG¹⁴ folgende Mindestanteile an Biokraftstoffen im Verkehrssektor, gemessen am Energiegehalt, vor:

- 2 % Biokraftstoff bis 31.12.2005
- 5,75 % Biokraftstoff bis 31.12.2010

Biogas könnte hier künftig einen entscheidenden Beitrag für das Erreichen dieser Ziele leisten. Mehrere nationale und internationale Praxisbeispiele zeigen, dass der Einsatz von Biogas technisch realisiert werden kann.

Die Definition für Biokraftstoffe gemäß EU-Biokraftstoffrichtlinie 2003/30/EG lautet : „*Biokraftstoffe“ sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden, wobei „Biomasse“ als der biologisch abbaubare Anteil von Erzeugnissen, Abfällen und Rückständen der Landwirtschaft (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige sowie der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Gewerbe und Haushalten definiert ist.* Dabei gilt Biogas das aus Biomasse und/oder aus dem biologisch abbaubaren Teil von Abfällen hergestellt wird als Biokraftstoff.

11.4.2 Anforderung an die Gasqualität

Die Anforderung an die Qualität von Erdgas als Treibstoff wird in Österreich durch die Kraftstoffverordnung (BGBI. II Nr. 418/1999¹⁵) geregelt (Tabelle 43).

¹⁴ Richtlinie 2003/30/EG: „Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor“.

¹⁵ BGBI. II Nr. 418/1999: Verordnung des Bundesministers für Umwelt, Jugend und Familie über die Festlegung der Qualität von Kraftstoffen (Kraftstoffverordnung 1999).

Tabelle 43: Kraftstoffanforderungen für Erdgas (BGBl. II Nr. 418/1999)

Merkmal	Einheit	Grenzwerte		Prüfverfahren	
		Mindestwert	Höchstwert	Verfahren	Veröffent-lichung
Relative Dichte		0,55	0,7	ISO 6976	1995
Brennwert	MJ/m ³	30,2	47,2	ISO 6976	1995
Wobbe Index	MJ/m ³	46,1	56,6	ISO 6976	1995
Staub		Technisch frei			
Druck (bei 15°C)	bar	-	200		

Die Gaszusammensetzung von Erdgas für die Verwendung in gasbetriebenen Fahrzeugen, gemäß ÖNORM EN ISO 15403¹⁶, sind in folgender Tabelle 44 dargestellt. Bei einer Methanreicherung von über 96 % bei Biogas wird dies üblicherweise als Biomethan bezeichnet. Hierfür gibt es jedoch noch keine gesetzliche Regelung.

Tabelle 44: Anforderung an die Gasqualität bei gasbetriebenen Fahrzeugen lt. ÖNORM EN ISO 15403

Gaskomponente	Grenze bzw. Bereich
Methan	≥ 96 %
Kohlendioxid	≤ 3 %
Sauerstoff	≤ 0,5 %
Stickstoff	k.A.
Gesamtschwefel	≤ 120 mg/Nm ³
Mercaptane	≤ 15 mg/Nm ³
Schwefelwasserstoff	≤ 5 mg/Nm ³
Feuchte	≤ -10°C bis -30°C Drucktaupunkt (abhängig von lokalen Umgebungsbedingungen)
Staub	Technisch frei (< 1 µm)
Öl	100 – 200 ppm

Um Biogas als Treibstoff verwenden zu können ist also eine Aufbereitung nötig. Da der Methangehalt des auf über 96 % gebracht werden muss, ist vor allem eine CO₂-Abscheidung des Biogases notwendig. KONRAD (2007) wies in diesem Zusammenhang daraufhin, dass es

¹⁶ EN ISO 15403: Natural gas for use as a compressed fuel for vehicles.

für eine Akzeptanz von Biogas als Kraftstoff in der Bevölkerung wichtig ist, die unterschiedlichen Bezeichnungen - Biomethan, Compressed Biogas (CBG), Bio-CNG, etc. - zu vereinheitlichen.

11.4.3 Anforderungen an die Verdichtung

Das Druckniveau mit dem das Gas an der Tankstelle an das zu betankende Fahrzeug abgegeben wird beträgt rund 200 bar. In öffentlichen Tankstellen wird das Gas über so genannte Fast-fill-Anlagen, zur Schnellbetankung, zur Verfügung gestellt. Die Betankung eines Erdgasautos an diesen Anlagen unterscheidet sich nur wenig von der Benzinbetankung. Der Zapfhahn wird dabei am Tankstutzen des Fahrzeugs angeschlossen und nach einigen Minuten ist die Betankung eines PKW abgeschlossen. Diese Anlagen verfügen über Gasspeicher die das verdichtete Gas in ausreichender Menge - je nach Erfordernissen - zwischenspeichern und bei Bedarf schnell an das Fahrzeug abgeben.

Für Betriebstankstellen und kleine Fuhrparks kommen so genannte Slow-fill-Anlagen zum Einsatz. Slow-fill-Anlage bedeutet, dass die Betankung über Nacht vorgenommen wird. Bei derartigen Anlagen pumpt der Kompressor das Gas direkt, ohne Zwischenspeicher, in den Fahrzeugtank. Der Energieaufwand für die Verdichtung des Gases auf den erforderlichen Druck von rund 200 bar kann mit rund 3 % der im Gas gespeicherten Energie angenommen werden (SALCHENEGGER, PÖLZ 2005). Für die Speicherung des Gases gibt es bei Gastankstellen drei grundsätzliche Möglichkeiten:

1-Bank Verfahren

Beim so genannten 1-Bank Verfahren sind die Speicherflaschen in Reihe zusammengeschlossen. Hierfür werden nur wenige und einfache Komponenten benötigt, was sich positiv auf die Investitionskosten auswirkt. Der Nachteil besteht allerdings darin, dass die Kapazität des Zwischenspeichers nur etwa zu einem Drittel genutzt wird. Der Kompressor läuft demzufolge oft an, was wiederum zu hohen Betriebskosten der Anlage führt (SALCHENEGGER, PÖLZ 2005).

3-Bank Verfahren

Bei Fast-fill Anlagen werden zumeist so genannte 3-Bankspeicher als Zwischenspeicher eingesetzt. Diese bestehen aus drei einzelnen Teilspeichern - der Hoch-, Mittel- und Tiefbank - die gemeinsam als Flaschenbündel montiert sind. Durch diese Aufteilung kann gegenüber einer Anordnung der Flaschen in Reihe (1-Banksystem) ein höherer Ausnutzungsgrad und somit für unmittelbar aufeinander folgende Fahrzeugbetankungen eine größere verfügbare Gasmenge realisiert werden (Bauer-Kompressoren 2008).

Mannesmann-Verfahren

Die Firma Mannesmann hat eine Lösung mit hydraulischen Kompressoren entwickelt. Mit einer ersten Verdichterstufe wird das Gas in einen Zwischenspeicher auf den Solldruck ver-

dichtet. Beim Tanken wird mit einem Boosterkompressor die Abgabe zum Fahrzeug geleistet. Mit diesem Verfahren kann das Volumen des Zwischenspeichers zu 75 % genutzt werden. Damit wird eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erreicht (TÜV - AUSTRIA 2008).

11.4.4 Emissionsvergleich fossiler Treibstoffe im Verkehrssektor

Biogas als erneuerbare Energiequelle ist hinsichtlich des Treibhauspotentials ungleich besser zu bewerten als fossile Kraftstoffe wie Diesel oder auch Erdgas. Weiters weisen gasbetriebene Fahrzeuge auch wesentliche Vorteile gegenüber der bei der Verbrennung entstehenden Luftschatdstoffe auf. Da Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet werden muss, unterscheiden sich die direkten Luftschatdstoffe von Biogas und Erdgas nicht. Eine Reduktion der Emissionen von erdgasbetriebenen Fahrzeugen gegenüber benzin- und dieselbetriebenen Fahrzeugen zeigt Abbildung 131. Es zeigt sich aber auch, dass das im Verkehr relevante Treibhausgas CO₂ bei Verwendung als Kraftstoff nur zwischen 10 % (Diesel) und 20 % (Benzin) reduziert werden kann.

Erdgasautos (und somit auch biogasbetriebene Fahrzeuge) im Vergleich zu benzin- und dieselbetriebenen Fahrzeugen wesentlich weniger direkte Luftschatdstoffe. Ein weiterer Vorteil besteht in der geringeren Feinstaubbelastung, da bei der Verbrennung von Gas keine Feinstaubemissionen entstehen.

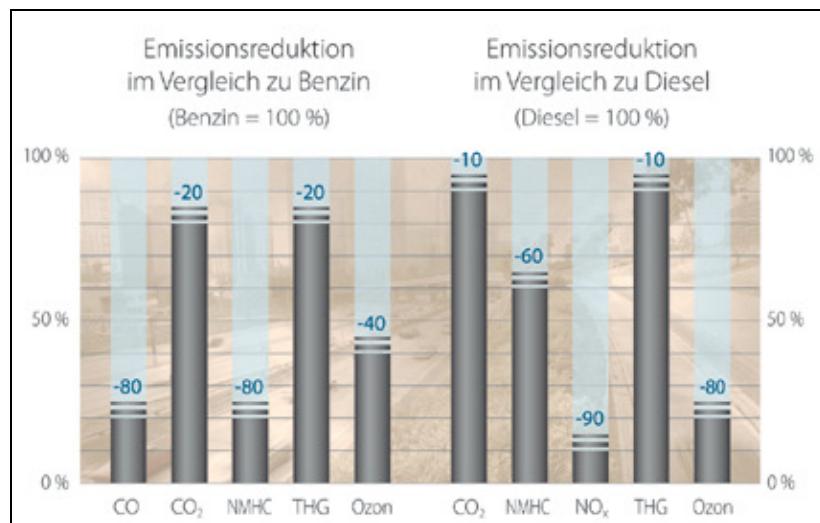


Abbildung 131: Emissionsreduktionen von erdgasbetriebenen Fahrzeugen im Vergleich zu benzin- sowie dieselbetriebenen Fahrzeugen (FGW 2008)

Zusammenfassung von Biogas als Treibstoff

Aufgrund der Recherche stellte sich die Errichtung einer Biogastankstelle als mögliche Variante zur Verwertung des Biogases dar. Allerdings muss eingeschränkt werden, dass dabei das vorhandene Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet werden muss, um die notwendige

Verdichtung erreichen zu können und um in den derzeit erhältlichen Fahrzeugtypen eingesetzt werden zu können.

Ein weiterer Hemmnisfaktor ist die derzeit sehr geringe Marktdurchdringung von gasbetriebenen Fahrzeugen, womit der zu erwartende Absatz an einer öffentlichen Biogastankstelle sicher sehr gering ausfallen wird. Allerdings ist hier anzumerken, dass seitens der Gasnetzbetreiber Bestrebungen laufen, den Markt zu entwickeln und ein geschlossenes Erdgastankstellennetz zu errichten. Dies zeigt sich unter anderem dadurch, dass z.B. die Salzburg AG in den nächsten Jahren 200 Erdgastankstellen errichten möchte. In der Steiermark ist die Errichtung von weiteren Ergastankstellen geplant, um entlang der Hauptverkehrsrouten eine flächendeckende Versorgung sicherzustellen (PRESSE 2007).

Weiters könnten hier zusätzliche Maßnahmen zur Steigerung bzw. zur Vergleichmäßigung des Absatzes durchgeführt werden. Dies könnten z.B. Kooperationen mit Kommunen (öffentlicher Verkehr) oder größeren Betrieben bzw. landwirtschaftlichen Genossenschaften sein, die ihre Fuhrparks auf den Betrieb mit Gas umstellen und das Gas aus der Biogastankstelle beziehen.

11.4.5 Exkurs: Biogas-Tankstellen in Europa

Biogas-Tankstellen in Schweden

In Schweden waren 2006 schon rund 11.500 Gasfahrzeuge, davon ca. 10.400 PKW, 760 Busse und etwa 340 LKW unterwegs. Es gibt in Schweden für die Verwendung von Biogas als Kraftstoff den Schwedischen Standard SS 15 54 28, auszugsweise wiedergegeben in Tabelle 45, welcher die Verwendung von (Bio)Gas als Kraftstoff regelt. Ein „Lower Wobbe Index“ von 43,9 – 47,1 MJ/Nm³ entspricht einem CH₄-Gehalt von 95 % - 99 % (SGC 2007). Der steigende Absatz von Biogas bzw. Biomethan als Kraftstoff ist in Abbildung 132 dargestellt. Im Jahr 2006 hat Biogas (mit 51 %) erstmalig Erdgas (mit 49 %) als Kraftstoff überholt (PERSSON 2006).

Tabelle 45: Auszug der SS 15 54 28 (SGC 2007)

Parameter	Unit	Demand in Standard
Lower Wobbe index	MJ/nm ³	43,9 - 47,31
MON (motor octane number)	-	> 130 calculated according to ISO 15403
Water dew point	°C	< 2 - 5
CO ₂ + O ₂ + N ₂	vol - %	< 5
O ₂	vol - %	< 1
Total sulphur	MJ/nm ³	< 23
NH ₃	MJ/nm ³	20

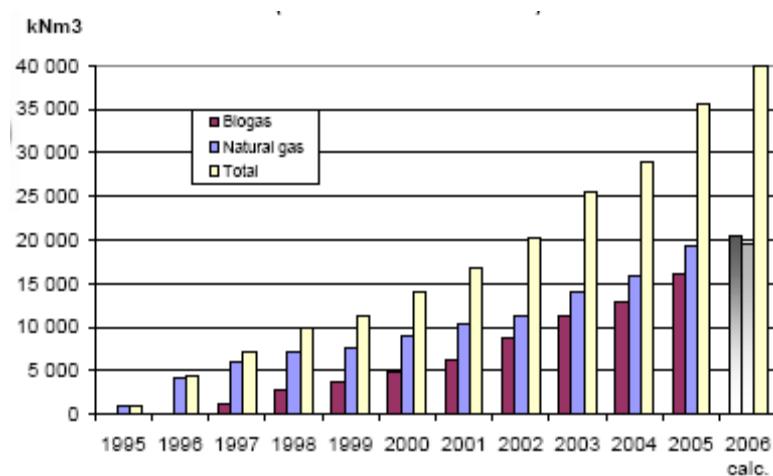


Abbildung 132: Entwicklung der Methangasmengen in Schweden (PERSSON 2006)

In Schweden gibt es derzeit rund 78 Tankstellen mit Biogaszapfsäulen, dargestellt in Abbildung 133. Ende 2006 fuhren ungefähr 3.000 mit aufbereitetem Biogas (Biomethan) angetriebene PKW, 30 Busse und 30 Mülllastwagen im Gebiet der Hauptstadt Stockholm. Abbildung 133 zeigt eine Übersicht über das schwedische Gas-Tankstellennetz. Radio Sweden schreibt in einem Bericht vom Mai 2007, dass 500 Tankstellen entsprechend ausgerüstet sein müssten, um den Bedarf der Autofahrer zu decken. Obwohl die Regierung Tankstellen bei der Installation einer entsprechenden Anlage bezuschusst, sind Angebot und Nachfrage für Biomethan in Stockholm aus dem Gleichgewicht geraten (RADIO SVERIGE INTERNATIONAL 2007). Für das Interesse von Neukunden gibt es mehrere Gründe. Die Stadtverwaltung hat für saubere Fahrzeuge gebührenfreie Parkzonen eingeführt und Biomethankraftstoff ist billiger als Benzin. Für saubere Fahrzeuge, die im Besitz von Firmen sind oder von diesen geleast wurden, gibt es staatliche Subventionen. Der Flughafen Stockholm-Arlanda ist der erste Flughafen der Welt, der mit Biomethan angetriebene Fahrzeuge benutzt.

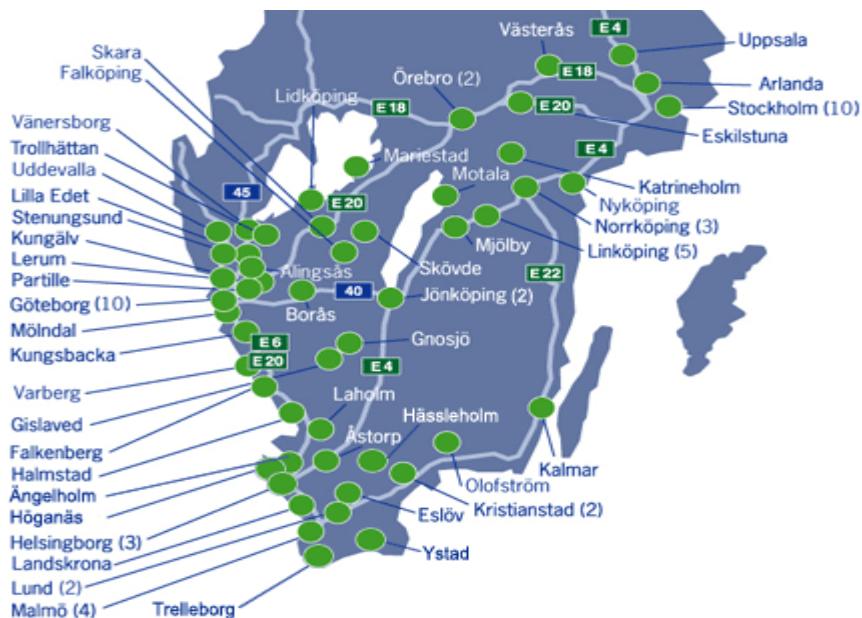


Abbildung 133: Südschwedisches (Erd- und Bio)Gastankstellennetz (FORDONGAS 2007)

Norrköping

Das private Gasversorgungsunternehmen Sydkraft Gas AB beauftragte den Bau einer Biogas-Tankstelle für Busse und PKW beim Busterminal in Norrköping. Biogas wird von der nahe gelegenen Kläranlage, in der es auf Erdgasqualität aufbereitet wurde, über eine oberirdisch verlegte Leitung zur Tankstelle gepumpt. Etwa 20 Busse werden täglich mit Biogas betrieben. Die Tankstelle ist sowohl für eine Langsambetankung für Busse als auch für eine Schnellbetankung für andere Fahrzeuge ausgelegt. Zusätzlich wurde die Station mit einem großen Hochdruckgasspeicher ausgestattet, an den auch mobile Gastransporte angekoppelt

werden können, die Biogas mit LKW herantransportieren. Dies soll eine sichere Verfügbarkeit des Biogases gewährleisten (MALMBERG 2007).

Leistungsdaten Norrköping (MALMBERG 2007):

- Kompressorkapazität: 175 Nm³/h
- Betriebsdruck, Gasspeicher: 250 bar
- Hochdruckgasspeicher: 22.000 Liter
- Langsambetankung: 22 Plätze

Jönköping

Die Tankstelle in Jönköping verwendet das Klärgas der Kläranlage Simsholmen als Biogastreibstoff. Die Inbetriebnahme der Tankstelle durch die Stadtwerke Jönköping erfolgte im Jahr 2000. Das mittels Druckwasserwäsche auf Erdgasqualität aufbereitete Gas (>97 % CH₄-Gehalt) wird in Hochdruckzylindern zwischengespeichert. Die Tankstelle ist mit doppelten Zapfsäulen versehen und somit für Schnellbetankung ausgelegt. Die Aufbereitungsanlage kann etwa 850.000 Nm³ Biomethan pro Jahr produzieren, was rund 850.000 Litern Benzin entspricht (MALMBERG 2007).

Trollhättan Busbahnhof

In der Kläranlage von Trollhättan, 100 km nördlich von Göteborg, wird Klärschlamm gemeinsam mit Schlacht- und Fischabfällen zu Biogas verarbeitet. Die zweigleisig laufende Anlage verarbeitet durchschnittlich 40.000 m³ Material pro Tag. Ein großer Gasspeicher garantiert den gleichmäßigen Betrieb der Anlage. Das gereinigte Biogas wird mit einer Gasleitung zurück in die Stadt geleitet und versorgt dort eine große Gastankstelle. In Trollhättan fährt der gesamte öffentliche Innenstadtverkehr mit aufbereitetem Biogas (17 Busse) und zusätzlich ca. 70 PKW. An der Gastankstelle (siehe Abbildung 134) werden die Busse über Nacht mit einer Langsam-Befüllung betankt. Neben der Gastankstelle für Busse gibt es auch eine für PKW (WENDLAND ELBTAL 2007).



Abbildung 134: Bustankstelle in Trollhättan (BÄRNTHALER 2007)

Biogas-Tankstellen in Deutschland

In Jameln (Niedersachsen) wurde 2006 eine Biogas-Tankstelle eröffnet. Eine Biogasanlage, die von rund 40 Landwirten aus der Region mit Gülle, Roggen, Gras und Mais beliefert wird, produziert ca. $140 \text{ m}^3/\text{h}$ Biogas. Das Biogas wird entweder im BHKW (Leistung $250 \text{ kW}_{\text{el}}$) zu Strom und Wärme umgewandelt oder aufbereitet. Die angeschlossene Biogasaufbereitung, siehe Abbildung 135, produziert stündlich $65 - 70 \text{ m}^3$ Biogas mit einem Methangehalt von ca. 94 % – 96 %. Diese Menge erlaubt etwa 60 bis 70 Tankfüllungen pro Tag.

Eine etwa 1.000 m lange Gasleitung, mit einem Vordruck von rund 300 mbar, führt von der Biogasaufbereitung zur Biogas-Tankstelle. Die Tankstelle hat ein Speichervolumen von ca. 1.920 l. Die Biogas-Tankstelle zeigt regionale Wirkung. Gab es vor ihrer Inbetriebnahme kaum gasbetriebene Autos, stieg die Zahl der Zulassungen im Landkreis bis Ende 2006 auf 65 Autos mit Gasantrieb. Die Investitionskosten für die Biogastankstelle betrugen ca. 600.000,00 € (DEERE 2007, BIOGASTANKSTELLE 2007).

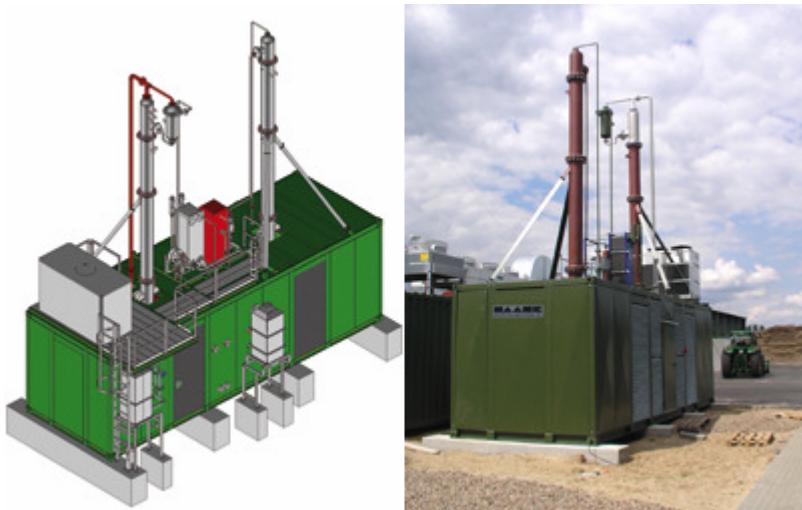


Abbildung 135: Biogasaufbereitung in Jameln (HAASE 2006)

Seit der Inbetriebnahme der Biogastankstelle hat sich die monatliche Absatzmenge mehr als verzehnfacht. Wie in Abbildung 136 dargestellt, stieg die monatliche Absatzmenge von Juni 2006 von 500 kg auf 7.200 kg im Mai 2007. Von Juni 2006 bis Ende Mai 2007 wurden insgesamt 53.300 kg Biomethan an „Biogasfahrer“ abgegeben (MARKLEWITZ 2007).

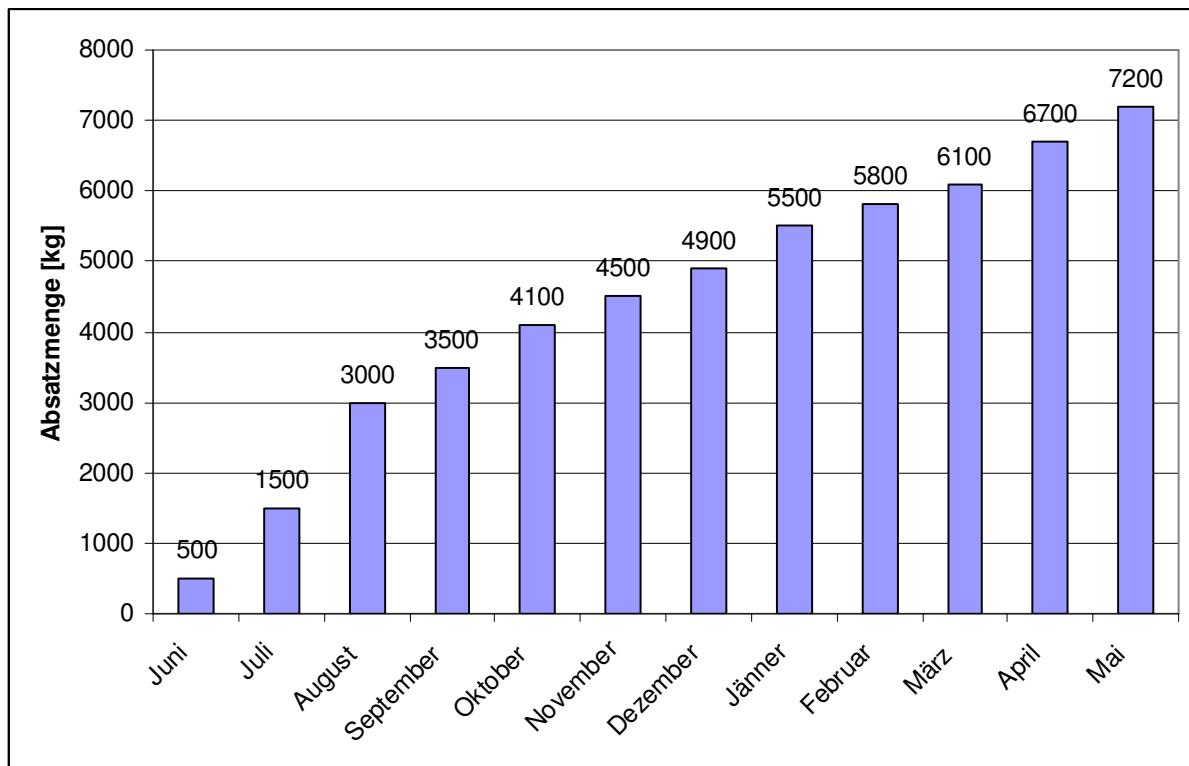


Abbildung 136: Verlauf der Absatzmenge der Biogastankstelle in Jameln (eigene Darstellung, Daten: MARKLEWITZ 2007)

11.5 Conclusio innovativer Biogas-Einsatz

Um das Ziel einer Vergleichmäßigung des Gasverbrauchs über das Jahr zu erreichen, wurden in der durchgeföhrten Recherche Gaswärmepumpen für Heizung und Kühlung sowie Biogastankstellen näher betrachtet.

Es zeigte sich, dass vor allem Gaswärmepumpen als technisch erprobte und am Markt erhältliche Technologie eine geeignete Variante zur Gasverwertung darstellen. Da Gaswärmepumpen sowohl zur Beheizung im Winter als auch zur Kühlung im Sommer eingesetzt werden können, ergeben sich klare Vorteile hinsichtlich der Investitionskosten für die Haustechnik des Gebäudes.

Insbesondere im Bereich der Kühlung wird in Zukunft, aufgrund von klimatischen Veränderungen sowie aufgrund ständig steigender Anforderungen an das Innenklima in Gebäuden ein steigender Energiebedarf erwartet. Volkswirtschaftlich betrachtet weisen Gaswärmepumpen auch Vorteile gegenüber konventionellen Heiz- und Kühlsystemen hinsichtlich Primärenergieeinsatz und Emissionsbilanz auf.

Um durch die Errichtung einer Biogastankstelle eine Vergleichmäßigung des Verbrauchs erreichen zu können, sind zwei wesentliche Faktoren maßgebend:

- Es müssen Maßnahmen getroffen werden, damit der Gasabsatz an der Tankstelle ausreichend hoch ist und
- ein ausreichend dimensionierter Gasspeicher muss installiert werden, um Verbrauchsschwankungen auszugleichen.

Zudem kann gesagt werden, dass bei Verwendung von Biogas als Treibstoff bzw. bei Abgabe des Biogases in Tankstellen hohe Anforderungen an die Gasqualität gestellt werden, wodurch hohe Kosten durch geeignete Aufbereitungsverfahren zu erwarten sind. Weiters stellt sich die Marktdurchdringung von Gasfahrzeugen noch sehr gering dar, wodurch kontinuierliche Absätze mit der derzeitig vorhandenen Struktur in naher Zukunft nicht zu erwarten sind. Mittels Kooperationen mit Großabnehmern (Kommunen etc.) könnten allerdings Lösungen erarbeitet werden, damit Biogastankstellen eine durchaus interessante Möglichkeit zur Verwertung des Biogases darstellen können.

Da stoffliche Verwertungen (CH_4 , CO_2 etc.) von (Erd-)Gas bisher nur in großtechnischen Maßstäben umgesetzt wurden ist davon auszugehen, dass mit den relativ geringen Gasmengen einer Biogasanlage ein wirtschaftlicher Betrieb einer solchen Anlage nicht möglich ist und diese deshalb für die alternative Gasverwertung in Biogas-Mikronetzen ungeeignet erscheinen.

12 Gasbeimischung

12.1 Allgemein

Arbeitshypothese für dieses Arbeitspaket ist die Beimischung verschiedener Brenngase zum Biogas im Netz, um solcherart bei zu geringen Biogasmengen eine ausreichende Gasversorgung zu sichern.

Technisch bestehen vier grundlegende Möglichkeiten, unterschiedliche Gase einem Biogas-Mikronetz beizumengen, diese sind:

- Erdgas aus dem Erdgasnetz über eine Koppelstation,
- Komprimiertes Erdgas (CNG) oder komprimiertes Methan,
- Flüssiggas (Propan/Butan) oder
- Flüssigmethan aus Flüssigmethantanks.

Da derzeit handelsübliche Gasgeräte nur eine geringe Variation der Gasqualität verarbeiten können, ist es notwendig, beigemischte Gase vor der Beimischung ins Biogasnetz entsprechend aufzubereiten. Dies dient dazu, die erforderliche Gasqualität im Gasnetz hinsichtlich Wobbe-Index innerhalb vertretbarer Grenzen von $\pm 10\%$ (weitere Informationen hiezu enthält Kapitel 0 (Auswirkungen Gasqualität) zu halten. Da der Wobbe-Index wesentlich vom Heizwert des Gases bzw. des Gasgemisches abhängt, muss dem Brenngas ein so genanntes Konditionierungsgas beigemischt werden. Dadurch entsteht ein Gasgemisch, dessen Heizwert je nach Menge des beigemischten Gases vermindert ist. Für diese Aufbereitung können verschiedene Konditionierungsgase verwendet werden. Zur Verringerung des Heizwertes und damit des Wobbe-Index können verschiedene Gase bzw. Gasgemische verwendet werden. Im Folgenden wird auf die Konditionierungsgase Luft, CO₂ und Stickstoff näher eingegangen. Die umgekehrte Variante, das Biogas entsprechend aufzubereiten und in das Erdgasnetz einzuspeisen, wird in dieser Arbeit nicht betrachtet. Dieses Thema ist bereits hinreichend analysiert (HORNBACHNER ET AL. 2005).

12.2 Unterschiedliche Gasqualitäten

Biogas ist ein typisches Schwachgas mit einem Methangehalt von ca. 50 % - 65 %, während Erdgas in Österreich in der Regelzone Ost einen Methangehalt von >97 % aufweist. Demzufolge ist auch der Heizwert der beiden Gase unterschiedlich. Der Heizwert steigt mit dem Methangehalt. Durch die Beimischung von Erdgas zu Biogas treten aufgrund des unterschiedlichen Heizwertes Fragen hinsichtlich der Verrechnung auf, da für den Kunden nicht die bezogene Gasmenge relevant ist, sondern die darin enthaltene Energiemenge (siehe Kapitel 8 Messung).

Der Wobbe-Index von Biogas liegt zwischen 6 und 8 kWh/m³, der von Erdgas zwischen 13,3 und 15,7 kWh/m³. Dieser ist abhängig von der Zusammensetzung, des Methangehalts etc.

des Gases. Der Wobbe-Index ist dabei eine wesentliche Kenngröße, die für den Betrieb von Gasgeräten entscheidend ist. Gasgeräte werden auf einen bestimmten Wobbe-Index eingestellt, dieser darf im Betrieb der Geräte um $\pm 10\%$ abweichen. Im Falle moderner Gasgeräte mit SCOT-Regelungen sollte eine Abweichung von $\pm 20\%$ theoretisch möglich sein, dies sollte jedoch durch entsprechende Versuche verifiziert werden. Die gesamte Bandbreite zwischen Biogas und Erdgas kann von derzeit verfügbaren Gasgeräten nicht verarbeitet werden. Weitere Informationen hiezu finden Sie in Kapitel 0 (Auswirkungen Gasqualität).

Daraus resultiert die Frage, welche Möglichkeiten bestehen, Brenn- und Konditionierungsgassen zu Biogas beizumischen, um die Gasqualität innerhalb einer bestimmten Bandbreite zu halten? Es darf dabei aber auch der Betrieb von Gasgeräten nicht negativ beeinträchtigt werden.

Im Betrieb von Biogas-Mikronetzen wird davon ausgegangen, dass das Mischungsverhältnis der Gase nicht konstant ist, sondern sehr stark variiert. Dieses ist abhängig von Lastspitzen der Verbraucher, von saisonalen Lastschwankungen (Sommer/Winter) der Kunden bzw. Verbrauchern sowie von der durch die Biogasanlage eingespeisten Biogasmenge.

Folgende Varianten zur Anpassung der Gasqualität bei der Beimischung hochwertiger Brenngase (Brennwert, Wobbe-Index) bei unterschiedlichen Mischungsverhältnissen sind theoretisch möglich:

- Beimischung von Gasen wie Luft, CO₂ oder andere chemische Gase
- Beimischung von CO₂ aus dem Verbrennungsabgas

Prinzipiell wird davon ausgegangen, dass die Brenngase vor der Beimischung in das Biogasnetz entsprechend ihres Wobbe-Index konditioniert werden und erst nach dieser Aufbereitung in das Biogasnetz eingebracht werden.

In Ortsnetzen mit kleinen Verbrauchern (Wohnhäuser usw.) wird die Verbrauchserfassung über die üblichen Balgengaszähler abgerechnet. In diesen Fällen ist es aus verrechnungstechnischen Gründen auch erforderlich, den Brennwert möglichst konstant zu halten ($\pm 2\%$).

12.3 Beimischung von Brenngasen

Um bei zu geringen Biogasmengen eine ausreichende Gasversorgung im Mikronetz zu sichern, können andere Brenngase in das Biogasnetz beigemischt werden. In diesem Abschnitt werden die Brenngase Erdgas, Methan und Propan hinsichtlich Verfügbarkeit, Kosten, brenntechnischer Kennwerte etc. analysiert.

12.3.1 Erdgas aus dem Erdgasnetz

Die Beimischung von Erdgas über eine Koppelstation lässt sich technisch relativ einfach realisieren sofern ein Erdgasnetz vor Ort vorhanden ist. Die erforderlichen Gaskoppelstationen und Druckregelarmaturen sind eine Standardtechnologie, mit der die Gasnetzbetreiber ver-

traut sind. Der Vorteil dieser Variante liegt in der Verfügbarkeit von größeren Erdgasmengen, die zur Abdeckung von Spitzenlasten vorgesehen sind. Erdgas kann in Biogas bis zu einem Anteil von etwa 30 %¹⁷ beigemischt werden. Bis zu diesem Anteil bleibt die Schwankung des Wobbe-Index des Gasgemisches im Biogas-Mikronetz in vertretbaren Grenzen ($\pm 10\%$) (Abbildung 137). Wird mehr Gas benötigt, muss das Erdgas vor der Beimischung mittels verschiedener Konditionierungsgase auf einen niedrigeren Brennwert bzw. Wobbe-Index aufbereitet werden.

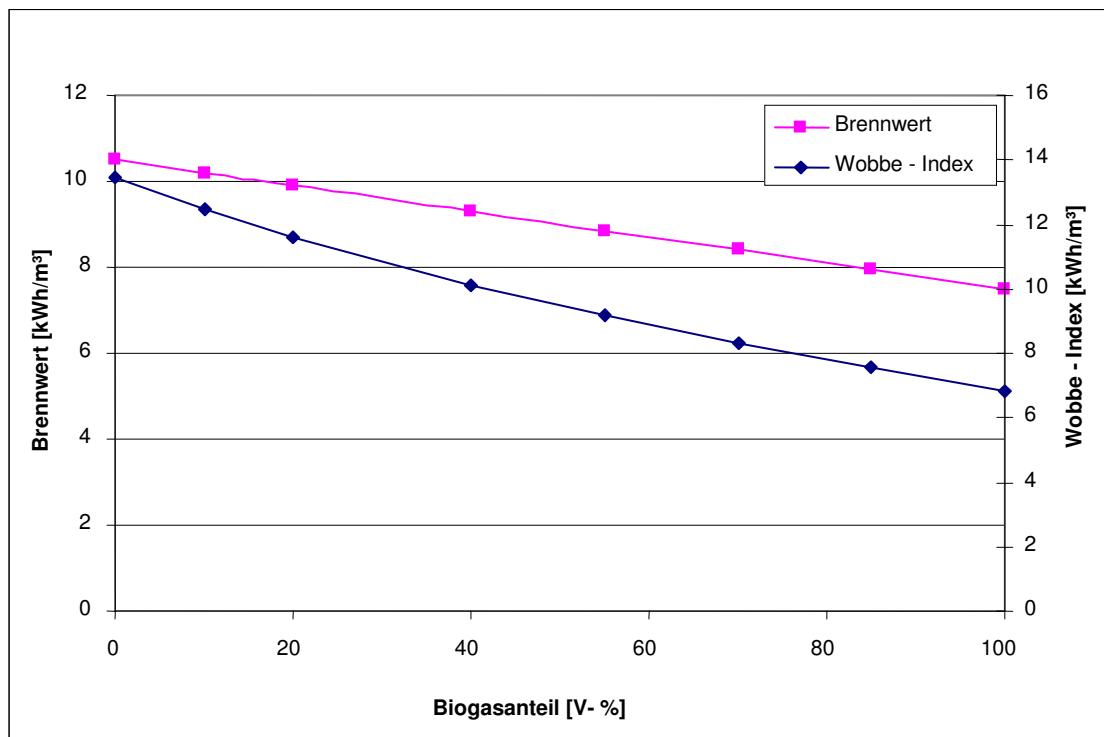


Abbildung 137: Wobbe-Index und Brennwert Biogas-Erdgas H Gemische

Die Kosten für 1 m³ Erdgas aus dem Gasnetz können mit etwa 0,45-0,53 € (Energiepreis plus Netzgebühr, inkl. aller Abgaben, ohne Ust.) angenommen werden (ERDGAS OBERÖSTERREICH 2008). In diesem Preis sind allerdings die einmaligen Investitionskosten für den Anschluss des Mikronetzes an das Erdgasnetz und die Kosten für die Bereitstellung der Leistung, je nach Gasverbrauch insbesondere zu Spitzenlastzeiten, nicht berücksichtigt.

¹⁷ Eine Schwankung des Wobbe-Index von $\pm 10\%$ gestattet eine Erhöhung von Wobbe-Index um +20 %. Das ermöglicht eine Erdgasbeimischung von max. 30 % Biogasanteil.

12.3.2 Methan bzw. Compressed Natural Gas (CNG)

Die Beimischung von Methan oder CNG kann als Alternative bei Fehlen eines Erdgasnetzes betrachtet werden. Komprimiertes Methan sowie Erdgas (CNG) kann in Druckbehältern (Gasflaschen) mit Drücken von 200 bar in Flaschenbündeln von bis zu 600 Litern (entspricht etwa 156 m³ Erdgas und 151 m³ Methan bei Atmosphärendruck) bei RAG bestellt werden (RAG, 2008). Die Kosten pro m³ auf 200 bar komprimiertes Erdgas liefert direkt zum Kunden betragen je nach Entfernung zum Lieferanten zwischen 0,81-0,86 €/m³ inklusive Transportkosten (RAG, 2008). Die Kosten für Flaschenmiete sind in diesen Preisen nicht inkludiert.

Methan kann zudem in verschiedenen Reinheitsstufen bezogen werden. Für die Nachspeisung in das Biogasnetz ist kein hochreines Methan erforderlich. Der Richtpreis wurde deshalb für das preisgünstigste Methan mit einer Produktreinheit von 99,5 % (Produktbezeichnung bei Fa. LINDE GAS GMBH: Methan 2.5) eingeholt. Die Nachspeisung in das Biogasnetz ist technisch möglich, allerdings ist bei der Entspannung die Vereisungsgefahr zu beachten, da Abkühlungseffekte auftreten, die unter Umständen eine Vorwärmung des Gases notwendig machen (weitere Informationen hierzu finden sich in Kapitel 7).

Die Kosten für 156 m³ Erdgas (ein Flaschenbündel Erdgas mit 12 Flaschen) betragen etwa 432,00 €. Für Erdgas sind daher spezifische Kosten von etwa 2,77 €/m³ zu kalkulieren. Methan 2.5 hingegen kostet im Flaschenbündel 5,84 €/m³ (LINDE GAS GMBH 2008). Die Kosten für Flaschenmiete und Transport sind in diesen Preisen nicht inkludiert. Für die Flaschenmiete fallen 104,00 € pro Jahr und Flasche an. Zusätzlich fallen Transportkosten abhängig von Standort und Transporthäufigkeit an.

12.3.3 Flüssigmethan (LNG)

Eine weitere Alternative bei Fehlen eines Erdgasnetzes ist der Zukauf bzw. die Lagerung von flüssigem Methan. Flüssiges Methan - im Englischen als Liquefied Natural Gas (LNG) bezeichnet - wird in superisolierten Kryotanks gelagert. Die Eigenschaften von LNG sind in Tabelle 46 aufgelistet. Der Verkaufspreis exklusive Transportkosten beträgt in etwa 995,00 €/t in den Monaten März bis einschließlich Oktober und rund 1.845,00 €/t (inkl. Winterzuschlag) für November bis einschließlich Februar (THERMOGAS 2008). Der durchschnittliche Jahrespreis beträgt also etwa 1.278,00 €/t. Die Dichte von LNG beträgt etwa 0,42 kg/l. Je Liter Flüssigmethan können 587 m³ Gas gewonnen werden (LINDE GAS GMBH 2001). Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher Jahrespreis von etwa 0,92 €/m³ LNG.

Tabelle 46: Eigenschaften von Flüssigmethan LNG (NFPA (1995))

Eigenschaft	Einheit	Wert
Dichte	kg/l	0,55
Explosionsgrenzen	Volumen - %	Mai.15
Selbstentzündungstemperatur	°C	1.000
Mindest-Zündenergie	kJ	$2,6 \times 10^{-7}$
Flammausbreitungsgeschwindigkeit	m/s	0,4
Methangehalt	% CH ₄	98-99,5
Brenneigenschaften*		

*Brenneigenschaften von LNG sind den Brenneigenschaften von Methan gleichzustellen.

12.3.4 Flüssiggas (LPG)

Als Flüssiggas, im Englischen als Liquefied Petroleum Gas (LPG) bezeichnet, werden Kohlenwasserstoffe mit niedrigem Siedepunkt (Propan, Butan und deren Gemische) bezeichnet, welche bei Raumtemperatur und einem Überdruck von <25 bar in flüssiger Form auftreten. Flüssiggas wird als Nebenprodukt bei der Gewinnung und Verarbeitung von Erdöl gewonnen. Flüssiggas ist daher in flüssiger Form, bei einem Druck >25 bar, in Druckbehältern (z.B. Flaschen oder Tanks) erhältlich. Die für die Verdampfung erforderliche Wärmemenge kann bei Temperaturen über 0°C zumeist der Umgebungsluft entnommen werden. In der kalten Jahreszeit ist nur Propan – nicht Butan – ohne Einsatz zusätzlicher Wärmeenergie verdampfungsfähig (BRÜNNER 1998).

Aus diesem Grund werden Flüssiggasflaschen in Österreich nur mit Propan gefüllt. Die Eigenschaften sind Tabelle 47 dargestellt. Die Größe der Gasflaschen reicht von 5 bis 33 Litern Inhalt. Eine weitere Möglichkeit zur Bereitstellung von Propan sind Gastanks. Diese können in vielen verschiedenen Varianten und Größen bezogen werden. Für Gebäudeheizungen von Ein- und Mehrfamilienhäusern sind Tankgrößen von 2.700 - 6.400 Litern üblich. Optimal ist hier eine Tankgröße, die den gesamten Jahresbedarf des Gebäudes fasst. Bei der Aufstellung von Gastanks sind Sicherheitsbestimmungen einzuhalten. In Österreich sind diese Bestimmungen im Bundesgesetzblatt „Flüssiggas-Verordnung 2002“ festgelegt.

Tabelle 47: Eigenschaften von Propangas (DIN 51622 - 1985)

Parameter	Einheit	Wert
Dichte der flüssigen Phase	bei 15°C in kg/l	0,51
Dichte des Gases	bei 0°C 1 bar in kg/Nm ³	2,011
Dichteverhältnisse gegen Luft (Luft = 1)		1,55
Spezifisches Volumen flüssig von 1 kg Flüssiggas	bei 0 °C in l	1,88
	bei 15 °C in l	1,96
Volumen von 1 kg Gas (bei 1 bar)	bei 0 °C in l	508
	bei 15 °C	535
Dampfdruck in bar Überdruck	bei 20 °C	7,353
	bei 0 °C	3,703
	bei -10 °C	2,424
Siedepunkt	in °C bei 1,013 bar	-42
Verdampfungswärme bei °C	kW/kg	0,105
Unterer Heizwert Hu 0 °C 1 bar	kWh/kg	12,87
	kWh/l	11,7
	kWh/m ³	25,99
Wobbezahl Wu bezogen auf Hu (kWh)		20,79
Flammentemperatur in °C	mit Luft	1925
	mit Sauerstoff	2850
Zündtemperatur mit Luft	°C	510
Zündgrenzen (Explosionsgrenze)	mit Luft in Vol. % Gas	2,1-9,5
Verbrennungsgeschwindigkeit mit Luft	cm/sec	42
Luftbedarf für Verbrennung in m ³	je m ³	23,9
	je kg	12,1
Sauerstoffbedarf in m ³	je m ³	5
	je kg	2,6
Volumen aller Verbrennungsprodukte, feucht in m ³	je m ³ Gas	26
Taupunkt der Verbrennungsprodukte	°C	55
CO ₂ max.	Vol. %	13,8

Propangas kann Biogas bis zu einem Anteil von max. 8 Vol. % beigemischt werden, damit der Wobbe-Index im zulässigen Bereich von $\pm 10\%$ bleibt (Abbildung 138). Darüber hinaus ist wiederum eine Konditionierung des Gases notwendig.

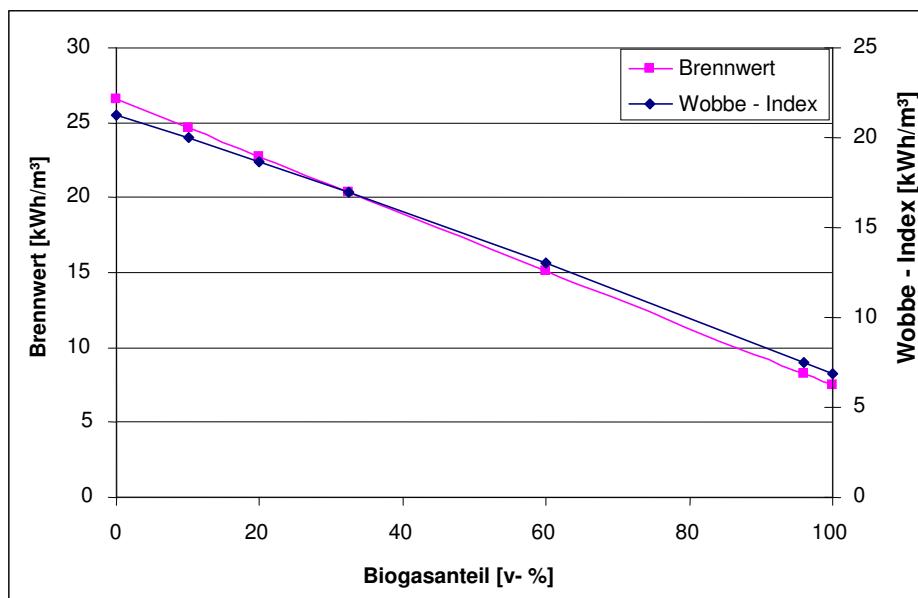


Abbildung 138: Wobbe-Index und Brennwert Biogas/Propan-Gemisch

Die Preise für Propangas aus Gasflaschen bewegen sich zwischen 2,20 €/kg (33 kg Flasche) und 2,70 €/kg (11 kg Flasche) (BRENNSTOFFHANDEL STADLOBER 2008). Daraus ergeben sich Kosten von zumindest 4,00 €/m³.

Gas für Gastanks wird mittels spezieller Lastkraftwagen angeliefert. Für Flüssiggas in Tanks, welches ohne langfristige Lieferverträge bezogen wird, kann mit etwa 1,22 €/kg gerechnet werden (AK - OBERÖSTERREICH 2008). Daraus ergeben sich Kosten von zumindest 2,20 €/m³. Das bedeutet auch, dass die Kosten rund 0,08 €/kWh betragen.

12.4 Konditionierungsgase

Gase oder Gasgemische zur Konditionierung können zur Einstellung der brenntechnischen Kenndaten (Heizwert, Brennwert, Dichte, Wobbe-Index, Anschlussdruck) dem Grundgas zugemischt werden. Im Folgenden werden die Konditionierungsgase Luft, Stickstoff und CO₂ näher betrachtet.

12.4.1 Luft

Luft kann mittels Kompressoren auf den erforderlichen Druck zur Beimischung gebracht werden. Dafür steht eine Vielzahl an verschiedenen Kompressoren am Markt zur Verfügung. Die Luftfeuchte kann durch Abkühlung unter den Taupunkt und Nacherwärmung geregelt werden. Dementsprechende Trockner können als fertige Einheiten bezogen werden.

In Erdgasnetzen ist der Einsatz von Luft durch den Sauerstoffgehalt im Mischgas begrenzt, der vorübergehend 4 % nicht überschreiten darf. Außerdem darf die relative Feuchte bei Hoch- und Mitteldruck einen Wert von 60 % nicht überschreiten (KLINSKI 2006). Nimmt man

die gleichen Bedingungen für das Biogas-Mikronetz, bedeutet das, dass bei einem Sauerstoffgehalt der Luft von rund 21 % der Luftanteil im Gas maximal rund 20 % betragen darf. Zur Luftbeimengung bei Brenngasen wurden bereits einige Pilotanwendungen realisiert. Die Beschreibung eines Praxisbeispiels findet sich in Kapitel 4.2.2.

Die Kosten des Konditionierungsgases Luft können als sehr gering eingestuft werden. Für einen Druckluftkompressor mit einer Leistung von rund 4 m³/h bei einem Druck von 8 bar muss mit einer elektrischen Betriebsleistung von etwa 0,55 kW gerechnet werden (ATLAS COPCO 2008). Daraus ergibt sich ein Energiebedarf von 0,125 kWh/m³. Zusätzlich sind der Energieverbrauch des Lufttrockners bzw. Wartung und Reparaturen zu berücksichtigen. Für die weiteren Berechnungen wurden die Kosten für Luft mit 0,08 €/m³ abgeschätzt. Diese Druckluftkosten werden von Daten realisierter Anlagen bestätigt (RADGEN 2003).

12.4.2 Stickstoff (N₂)

Mit 78 Vol.- % stellt Stickstoff neben Sauerstoff den Hauptbestandteil der Umgebungsluft dar. Verschiedene Verfahren sind geeignet, den Stickstoff aus der Luft abzuscheiden. Üblicherweise kommen dabei Anlagen, die nach dem Prinzip der Druckwechseladsorption arbeiten, zum Einsatz. Die kleinsten Anlagen liefern Stickstoffmengen von 30 m³/h. Es gibt aber auch Anlagen für großindustrielle Einsatzzwecke.



Abbildung 139: Stickstoffproduktionsanlage (CARBO TECH ENGINEERING GMBH 2008)

Die Investitionskosten für eine solche Anlage der Fa. CARBO TECH ENGINEERING GMBH, die eine Stickstoffmenge von 50 m³/h mit einem Sauerstoffgehalt von maximal 1 % bei einem Druck von etwa 1 bar erzeugt, betragen etwa 30.000,00 bis 35.000,00 € (Verdichterleistung ~18 kW_{el}). Eine Anlage mit gleichen Spezifikationen, aber einer Liefermenge von 100 m³/h kostet etwa 55.000,00 bis 60.000,00 € (Verdichterleistung ~35 kW_{el}). Diese Kosten sind für

eine Anlage mit kontinuierlicher Stickstofflieferung kalkuliert. Bei stark schwankendem Bedarf, wie er in einem Mikronetz zu erwarten ist, können diese Kosten um bis zu 20 % steigen (CARBO TECH ENGINEERING GMBH 2008). Der Stromverbrauch für den Verdichter beträgt etwa 0,35 kWh/m³. Inklusive Wartung und Abschreibungskosten werden die Kosten für Stickstoff mit etwa 0,10 €/m³ angenommen.

Weiters ist Stickstoff auch in Gasflaschen mit Drücken von 200 bar in verschiedenen Gasqualitäten erhältlich, wobei in einem Flaschenbündel mit 600 Litern Rauminhalt eine Stickstoffmenge von 120 m³ enthalten ist. Die Kosten für technisch reinen Stickstoff mit einer Produktreinheit von über 99,8 % betragen etwa 438,00 € je Flaschenbündel und damit etwa 3,65 €/m³ (LINDE GAS GMBH 2008). Zusätzlich sind Flaschenmiete und Transportkosten zu berücksichtigen. Als Hauptanforderung für die Nachspeisung in das Gasnetz kann die Trockenheit des Stickstoffs genannt werden (KLINSKI 2006).

12.4.3 Kohlendioxid (CO₂)

Grundsätzliche Überlegung dieses Abschnittes ist es, CO₂ zur Konditionierung des Biogases im Biogas-Mikronetz zu verwenden, um die Gasqualität im Gasnetz innerhalb akzeptabler Grenzen zu halten. CO₂ kann dabei entweder extern zugekauft werden oder es kann das bei der Biogasverbrennung entstehende CO₂ durch Abtrennung aus dem Abgas zurück gewonnen werden. Für Kohlendioxidgehalte gibt es keine Vorgaben oder Einschränkungen (KLINSKI 2006).

12.4.3.1 CO₂-Abtrennung aus dem Abgas

Bei einem stöchiometrischen Verhältnis von Erdgas und Verbrennungsluft beträgt der CO₂-Gehalt im Abgas max. 10,8 %. Bei der tatsächlichen Verbrennungsreaktion liegen CO₂-Konzentrationen von ca. 8,3 % (bei Lambda 1,2) vor, bedingt durch den Luftüberschuss bei der Verbrennung (RECKNAGEL ET AL. 2006). Die CO₂-Menge im Abgas ist also relativ gering. Nachteilig wirkt sich auch der Umstand aus, dass der Aufwand zur Abtrennung mit sinkender Konzentration steigt. Nachteilig ist zudem, dass die Gastrennverfahren zum Teil erhebliche Energie benötigen. Die erforderlichen Gastrennverfahren sind in der chemischen Industrie bereits seit langem bewährt. Derzeit ist die CO₂-Sequestrierung (Abscheidung und Speicherung von CO₂) hauptsächlich für so genannte CO₂-freie Kraftwerke in Diskussion. Daher wird derzeit vor allem im großtechnischen Maßstab intensiv an CO₂-Abtrennungsverfahren gearbeitet.

Zur Abtrennung von CO₂ nach der Verbrennung stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Der Einsatzbereich dieser Verfahren wird hauptsächlich vom Partialdruck des CO₂ und dessen Volumenanteil im Gemisch bestimmt. Daher werden für die Abscheidung von CO₂ aus Abgasen andere Gastrennverfahren eingesetzt als bei der Abscheidung aus Synthesegasen. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen Absorptions-, Adsorptions-, Membranver-

fahren und kryogener Abscheidetechnik (BLOHM ET AL 2006). Da der Energieaufwand und die technischen Anforderungen für CO₂-Abscheidung sehr hoch sind und die CO₂-Mengen im Abgas der Gasgeräte relativ gering sind, wird diese Möglichkeit für Biogas-Mikronetze derzeit ausgeschlossen.

12.4.3.2 Externer CO₂-Zukauf

CO₂ steht als Handelsware von verschiedenen Gasanbietern zur Verfügung. Es kann in flüssigem Zustand in Gasflaschen oder im Tanklastwagen tiefkalt verflüssigt, für die Speicherung in isolierten Tankanlagen, geliefert werden. In Tankanlagen können Kohlendioxidmengen von 3-60 t gelagert werden. Für kleinere Verbrauchsmengen steht CO₂ in Stahlgasflaschen bzw. Gasflaschenbündeln zur Verfügung. In einem Flaschenbündel, mit 12 Flaschen zu je 37,5 kg, kann eine Liefermenge von insgesamt 450 kg CO₂ (entspricht rund 244 Nm³) gespeichert werden.

CO₂ steht zudem in verschiedenen Reinheitsstufen zur Verfügung. Der maximale Anteil von Fremdbestandteilen des kostengünstigsten Kohlendioxids (CO₂ SQ) beträgt unter 0,6 %. Als Nebenbestandteile dieses Kohlendioxids sind Sauerstoff (O₂) mit einer Konzentration von unter 50 ppm¹⁸ und Wasser (H₂O) mit einer Konzentration von unter 10 ppm vorhanden. Für den Zweck der Brenngaskonditionierung ist die Reinheit dieses Kohlendioxids ausreichend. Höhere Reinheiten werden hauptsächlich für Laborzwecke, z.B. in der Analytik, oder in der Elektronikindustrie eingesetzt. Geliefert in Stahlgasflaschenbündeln beträgt der Preis für das kostengünstigste CO₂ - SQ ca. 3,80 €/m³. Für Kohlendioxid mit höheren Reinheiten, z.B. CO₂ 4.5 (Reinheit 99,995 %) müssen ca. 5,03 €/m³ bzw. für CO₂ 5.3 (Reinheit 99,9993 %) etwa 6,60 €/m³ kalkuliert werden (LINDE GAS GMBH 2008). Diese höheren CO₂-Qualitäten werden zudem standardmäßig in Gasflaschen mit einem Inhalt von 50 l, das entspricht etwa 2,0 Nm³ geliefert. Zusätzlich zu den Gaskosten sind Flaschenmiete (104,00 €/Jahr und Flasche) sowie Transportkosten zu kalkulieren.

Die Lagerung von tiefkalt verflüssigtem CO₂ in Tankanlagen wird bei einem Verbrauch ab etwa 5.000 kg/Jahr eingesetzt. Die Kosten für verflüssigtes CO₂ betragen, abhängig der Liefermenge, maximal die Hälfte des Preises von CO₂ in Flaschen. Zusätzlich sind Mietkosten für die Tankanlage von rund 250,00 €/Monat zu kalkulieren (RIENESL 2008). Für die weiteren Berechnungen wird für verflüssigtes Kohlendioxid ein Preis von 1,90 €/m³, dies entspricht der Hälfte des Preises für CO₂ aus Gasflaschen, verwendet.

¹⁸ ppm = parts per million (=Teile pro Million)

12.4.4 Gasmengenberechnung

Die folgenden Berechnungen beziehen sich auf die Menge des beizumischenden Gases zum Brenngas. Grundsätzlich wurde davon ausgegangen, dass ein oberer Wobbe-Index von 8 kWh/m³ erreicht werden soll, das entspricht der im Mikronetz geplanten Qualität des Bio-Erdgasgemisches. Für die Berechnung wurden die Brennwerte der Normprüf-gase G31 (Erdgas, Methan) sowie G20 (Propan) bei 15°C gemäß ÖNORM EN 437 verwendet. Für die Berechnung der erforderlichen Gasmengen der Konditionierungsgase wurde folgendermaßen vorgegangen:

Im ersten Schritt wurde der Brennwert ($H_{o\text{Gemisch}}$) des Gasgemisches gemäß Gleichung 31 wie folgt berechnet:

$$H_{o\text{Gemisch}} = \frac{H_{o\text{Brenngas}} \times \text{Vol \%}_{\text{Brenngas}}}{H_{o\text{Konditionierungsgas}} \times \text{Vol \%}_{\text{Konditionierungsgas}}} \quad [\text{kWh / Nm}^3] \quad \text{Gl. 31}$$

Danach wurde die relative Dichte ρ des Gasgemisches, wie in Gleichung 32 dargestellt, berechnet:

$$\rho_{\text{Gemisch}} = \frac{\rho_{\text{Brenngas}} \times \text{Vol \%}_{\text{Brenngas}}}{\rho_{\text{Konditionierungsgas}} \times \text{Vol \%}_{\text{Konditionierungsgas}}} \quad [\text{kg / m}^3] \quad \text{Gl. 32}$$

In einem dritten Schritt wurde der obere Wobbe-Index ($W_{o\text{Gemisch}}$) aus den Ergebnissen der bisherigen Berechnung gemäß mit Gl. 33 errechnet:

$$W_{o\text{Gemisch}} = \frac{H_{o\text{Gemisch}}}{\sqrt{\rho_{\text{Gemisch}}}} \quad [\text{kWh / Nm}^3] \quad \text{Gl. 33}$$

Für die Berechnungen wurden die Gaseigenschaften entsprechend der ÖNORM EN 437 herangezogen (Tabelle 48).

Tabelle 48: Gaseigenschaften laut ÖNORM EN 437¹⁹

Gaseigenschaft	Gas				
	Methan	Propan	CO ₂	Luft	Stickstoff
relative Dichte [kg/m ³]	0,555	1,562	1,52	1	0,97
Brennwert [MJ/m ³]	37,78	95,65	0	0	0

Aus diesen Berechnungen ergeben sich die nötigen Anteile an Konditionierungsgasen für den Zielwert eines Wobbe-Indexes von 8 kWh/m³ (Tabelle 49).

Tabelle 49: Erforderliche Menge an Konditionierungsgasen

Brenngas	erforderliche Menge an Konditionierungsgas für Wobbe-Index 8 kWh/m ³ [Vol.%]		
	Luft	Stickstoff	CO ₂
	[Vol.%]	[Vol.%]	[Vol.%]
Erdgas	34,5	34,5	29
Methan	35,5	36	30
Propan	67	67,5	62,5

Exemplarisch dazu ist in Abbildung 140 ein Diagramm dargestellt, welches die Veränderung von Brennwert und Wobbe-Index bei einer Beimischung von Luft zu Erdgas H zeigt. Um einen Zielwert des Wobbe-Indexes des Gemisches von 8 kWh/m³ zu erreichen, muss der Erdgasanteil rund 65 Vol. % betragen.

¹⁹ ÖNORM EN 437: Prüfgase - Prüfdrücke - Gerätekategorien

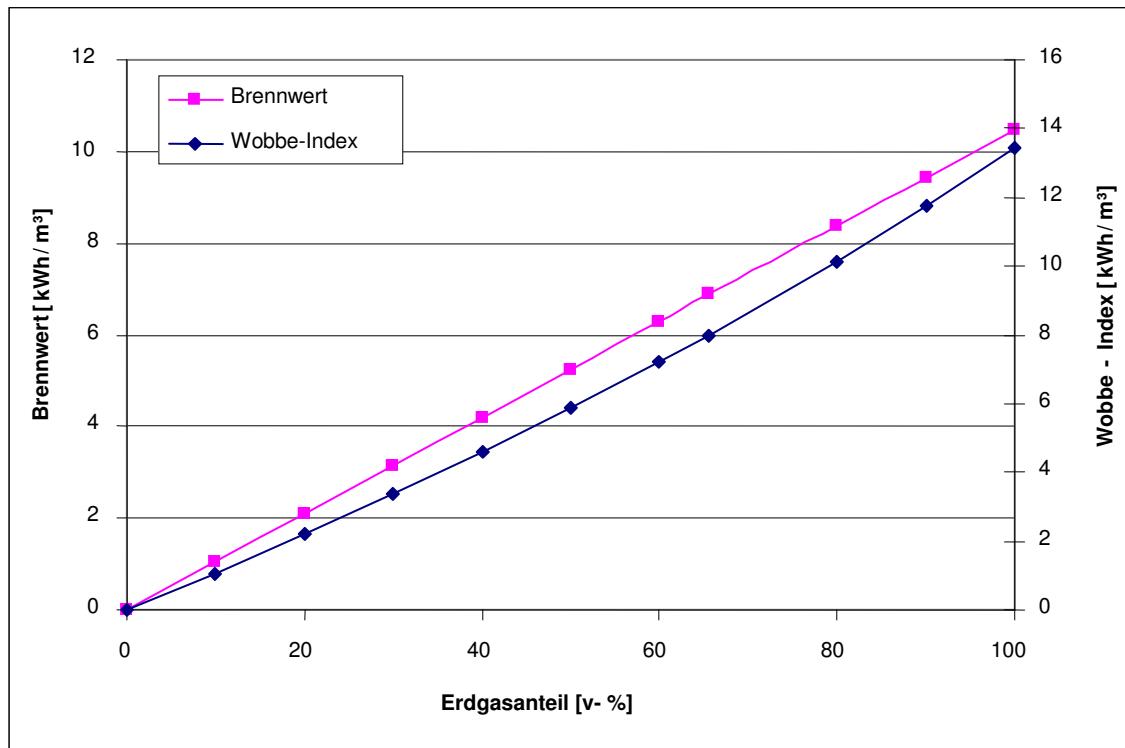


Abbildung 140: Wobbe-Index und Brennwert von Erdgas/Luft-Gemischen

12.4.5 Gasmischlanlagen

Gasmischlanlagen werden als Standardprodukte von verschiedenen Herstellern angeboten. Eine Auswahl an Herstellern von Gasanlagen befindet sich hierzu in Anhang 20.6.1. Die Mischleistungen der Anlagen reichen von Kleinstmengen für Laboranwendungen bis hin zum großindustriellen Maßstab für mehrere tausend Normkubikmeter in der Stunde. Die Preise der Anlagen hängen hauptsächlich von den Ausgangs- und Enddrücken, sowie von Mischleistung und Analysesystem ab.

Abbildung 141 zeigt eine Gasmischlanlage der Firma L+T Gastechnik, die im Wesentlichen aus einem Schrank, in welchem sich die Misch- und Analysetechnik sowie die Steuerung befinden, und einem 500 l Pufferbehälter besteht. Die Mischleistung der abgebildeten Anlage beträgt rund 200 Nm³/h bei einem Ausgangsdruck von 300 - 400 mbar. Der Eingangsdruck der Gase bei dieser Anlage beträgt 4 - 6 bar.



Abbildung 141: Gasmischanlage (L+T GASTECHNIK 2008)

Die Genauigkeit der abgebildeten Gasmischanlage liegt dabei im Bereich von $\pm 0,5$ Vol. %. Das Mischungsverhältnis ist mittels Feindosierventilen manuell einstellbar. Die Anlage ist mit Durchflussmessern mit optischen Anzeigen zur Kontrolle des durchfließenden Volumenstroms sowie mit Manometern zur Kontrolle der Gasdrücke ausgestattet. Die einzelnen Gasstränge sind mit Druckminderventilen ausgestattet, welche die Mischgase auf den erforderlichen Mischdruck regeln. Somit können Gase mit unterschiedlichen Eingangsdrücken verwendet werden. Der Druckunterschied kann hierbei bis zu 14 bar betragen. Weiters können auch Schwankungen der Eingangsdrücke der Mischgase ausgeglichen werden. Der Ausgangsdruck des Mischgases ist manuell einstellbar, eine Veränderung des Drucks hat keine Auswirkung auf die Gemischqualität. Der Pufferspeicher der Anlage besteht aus Edelstahl und ist mit einem Sicherheitsventil (Auslösedruck 25 bar) ausgestattet, um den Puffer vor unzulässigem, thermisch bedingtem Druckanstieg abzusichern. Zur Vermeidung von Stillständen ist eine Bypassleitung integriert, welche bei Inspektionen des Puffers den Betrieb der Anlage ermöglicht.

Die Ein- und Abschaltung der Anlage ist mit einer elektro-pneumatischen Steuerung realisiert, welche die Mischereinheit bei Erreichung der eingestellten Grenzwerte automatisch ein- bzw. abschaltet. Zur kontinuierlichen Analyse des Gasgemisches ist die Anlage mit einem Analysesystem ausgestattet. Dieses misst mit Hilfe einer Infrarotmesszelle die Beschaffenheit des Gasgemisches und visualisiert die gemessenen Werte am Display. Das Messgas wird aus dem Pufferbehälter entnommen. Entsprechend aufbereitet (5-Wege-Kugelhahn, Druckminderer, Durchflussmesser etc.) wird es dem Analysator zugeführt. Der Analysator besitzt mehrere Schnittstellen, die den Datentransfer an angeschlossene Rechner ermöglichen. Ein eingebautes Magnetventil unterbricht bei Überschreitung eines einstellbaren

Grenzwertes die Zufuhr des Brenngases. Das R&I-Schema dieser Anlage ist in folgender Abbildung 142 dargestellt.

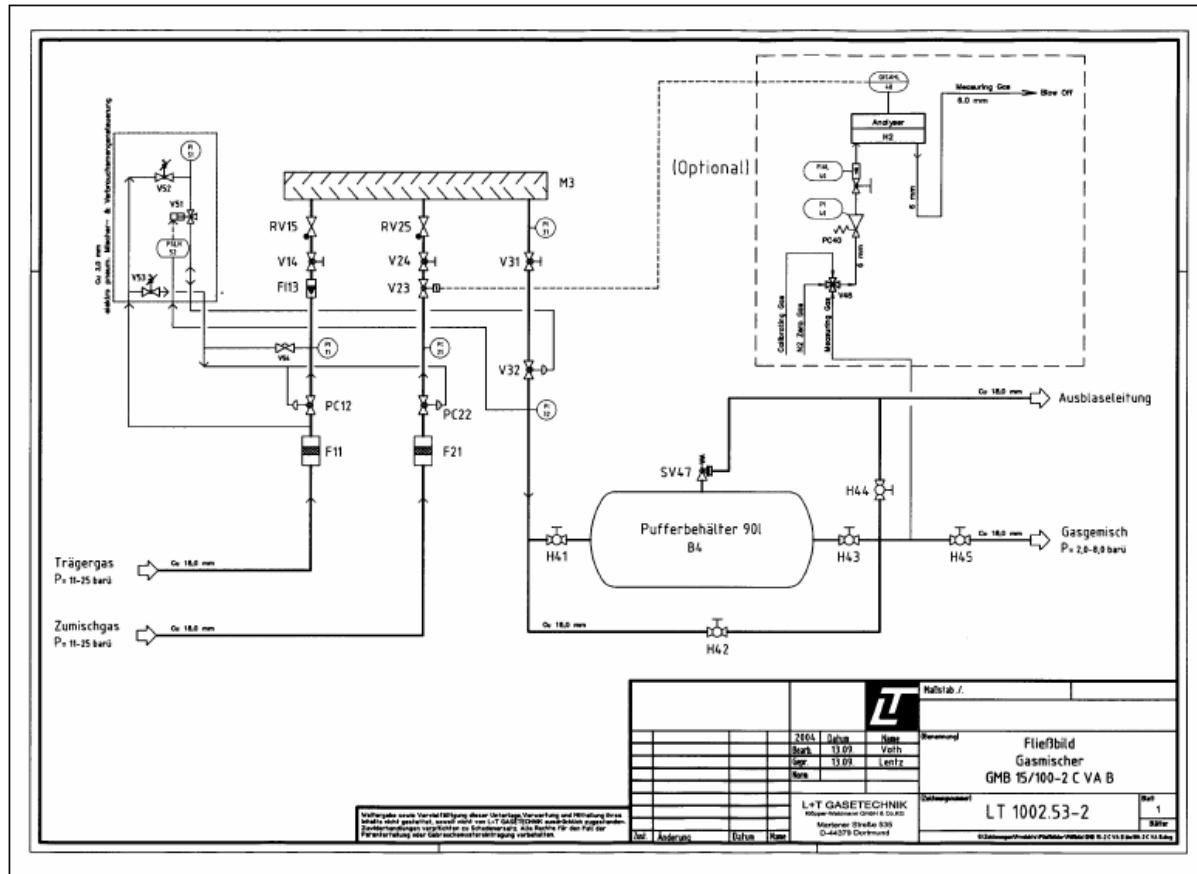


Abbildung 142: R&I-Fließbild einer Gasmischanlage (L+T GASTECHNIK 2008)

12.4.5.1 Investitionskosten von Gasmischanlagen

Der Preis der in Abbildung 142 dargestellten Anlage liegt bei rund 60.000,00 €. Die Kosten für eine ähnliche Anlage mit einer Mischleistung von 100 Nm³/h belaufen sich auf etwa 50.000,00 €. Abbildung 143 stellt den Verlauf der spezifischen Investitionskosten für Gasmischanlagen bei unterschiedlichen Mischleistungen dar. Da sich die Komponenten für Gasmischanlagen mit kleinerer Mischleistung nicht wesentlich unterscheiden, steigen die spezifischen Investitionskosten mit kleinerer Mischleistung stark an.

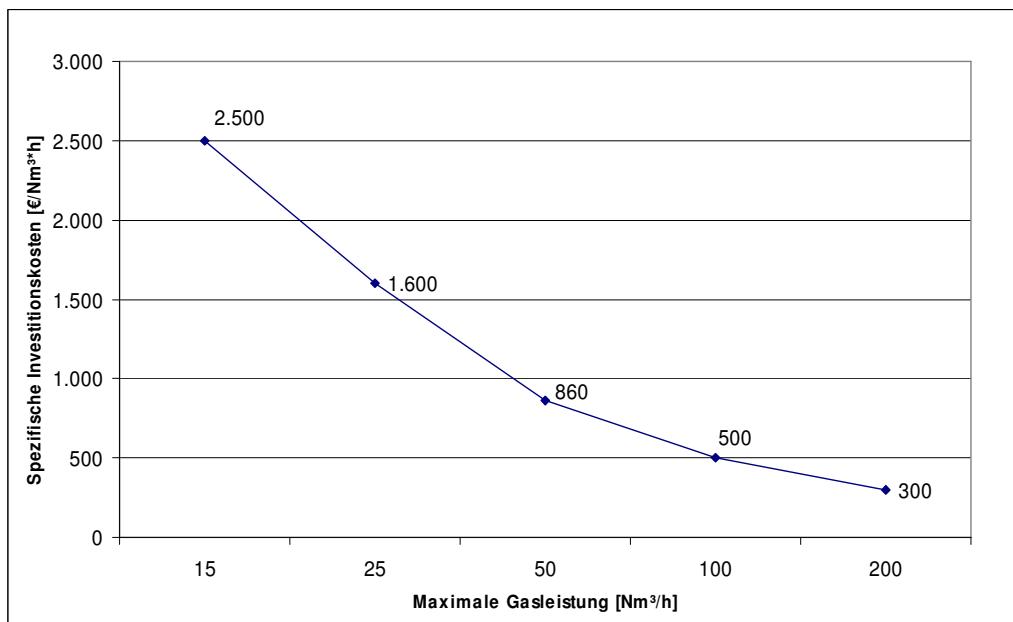


Abbildung 143: Spezifische Investitionskosten von Gasmischsanlagen in Abhängigkeit der Mischleistung (eigene Darstellung, DATEN: L+T-GASTECHNIK 2007)

Bei geringen Eingangsdrücken, wie es z.B. bei Erdgas aus dem Ortsnetz (Netzebene 3) der Fall ist, sind die Querschnitte der Leitungen und der Armaturen zu vergrößern, um dieselbe Durchflussleistung zu erreichen. Dadurch würden sich jedoch die Kosten der Anlage um etwa 20 % erhöhen (CASTELL 2008). Ein Praxisbeispiel zur Gasbeimischung in Gasnetzen ist in Kapitel 4.2.2 beschrieben.

12.4.6 Kosten der Beimischgase

Um eine bessere Übersicht zu gewährleisten, wurden die berechneten Kosten mit einer farblichen Bewertungsskala nach Ampelfarben hinterlegt. In folgender Tabelle 50 sind die Kostenkategorien mit den dazugehörigen Bewertungsfarben dargestellt.

Tabelle 50: Farbliche Bewertungsskala für Tabelle 51

Kosten aufbereitetes Gas		
Zuordnung	[€/m ³]	[€/kWh]
< 0,8	< 0,1	
0,8 – 2,0	0,1 - 0,3	
> 2,0	> 0,3	

Tabelle 51 stellt die einzelnen Brenngase und die erforderlichen Mengen an Konditionierungsgasen dar. Es wurde davon ausgegangen, dass das konditionierte Gas einen oberen

Wobbe-Index von 8 kWh/m³ aufweisen soll. Daraus ergeben sich die Mengen, welche an Konditionierungsgasen beigemischt werden müssen. Daraus wurden Kosten in €/m³ sowie in €/kWh berechnet. Als Datengrundlage wurden die in den Kapiteln 12.3 und 12.4 erhobenen Kosten für Gase herangezogen.

Die angegebenen Kosten beziehen sich auf reine Gaskosten. Da die Unterschiede bei den Investitionskosten für die Gasbereitstellung und die Gasmischchanlage bezogen auf die Lebensdauer bzw. der Gasmengen als relativ gering einzustufen sind, ist der Einfluss dieser Kosten gegenüber den Gaskosten gering.

Die Investitionskosten für Gasmischchanlagen sind hauptsächlich von den benötigten Gasmengen und der gewünschten Ausstattung (z.B. Analysesystem, Schnittstellen etc.) abhängig. Welche Gase gemischt werden, ist hinsichtlich der Investitionskosten kein Hauptkriterium. Da die Unterschiede der Investitionskosten von Gasmischchanlagen für verschiedene Eingangsdrücke als relativ gering bewertet werden können, hängt die Wirtschaftlichkeit also hauptsächlich von den Kosten der eingesetzten Brenn- und Konditionierungsgase ab. Hier zeigt sich, dass die Unterschiede sehr groß sind. Die Kosten der Mischgase bewegen sich zwischen 0,26 €/m³ (Erdgas/Luft-Gemisch) und 5,84 €/m³ (Methan 2.5/CO₂-Gemisch). Bezo- gen auf den Energieinhalt der Gasgemische liegen damit die Kosten zwischen 0,037 €/kWh (Erdgas/Luft-Gemisch) und 0,795 €/kWh (Methan 2.5/CO₂-Gemisch).

Eine Übersicht dieser Kosten der Gasgemische bzw. der Beimischungsmengen ist in Tabelle 51 dargestellt. Hinsichtlich der Kosten sollte, vorausgesetzt der Verfügbarkeit eines Erdgasnetzes, Erdgas als Beimischgas genutzt werden. Als Konditionierungsgas stellt Luft die kostengünstigste Variante dar.

Tabelle 51: Gasmengen und Kosten für aufbereitetes Gas (ausschließlich Gaskosten)

Zusatzgas	Kosten Gas [€/m³]	Kosten Konditionierungs-gas [€/m³]				erforderliche Menge Konditionierungs-gas [m³ Konditionierungs-gas/m³ Brenngas]				Kosten je m³ aufbereitetes Gas (N überbeindex 8 kWh/m³)				Kosten je kWh aufbereitetes Gas bezogen auf Brennwert (N überbeindex 8 kWh/m³)					
		trock. Luft	CO aus Flasche verflüssigt	N₂ aus Flasche	CO, N₂	trock. Luft	CO	N₂	Kond.-gas Luft	Kond.-gas CO aus Flasche	Kond.-gas CO aus Flasche Verflüssigt	Kond.-gas N aus Flasche	Kond.-gas N aus Flasche	Kond.-gas CO aus Flasche	Kond.-gas CO aus Luft	Kond.-gas N aus Flasche	Kond.-gas N aus Flasche		
Erdgas aus Netz	0,35	0,08	3,8	1,9	0,1	3,85	0,35	0,29	0,35	0,26	1,35	0,88	0,26	1,49	0,04	0,18	0,12	0,04	0,22
CNG	2,77	0,08	3,8	1,9	0,1	3,66			1,84	3,07	2,77	1,86	3,07	0,27	0,41	0,37	0,27	0,45	
Methan 2,5	5,84	0,08	3,8	1,9	0,1	3,65	0,36	0,30	0,36	3,80	5,84	4,42	3,77	5,05	0,56	0,79	0,60	0,56	0,75
Flüssiggas (Flasche)	0,92	0,08	3,8	1,9	0,1	3,85	0,36	0,30	0,36	0,62	1,78	1,27	0,62	1,90	0,07	0,18	0,17	0,07	0,22
Propan (Flasche)	4,00	0,08	3,8	1,9	0,1	3,66	0,67	0,63	0,68	1,37	3,88	2,58	1,37	3,76	0,16	0,39	0,26	0,16	0,44
Propan (Tank)	2,20	0,08	3,8	1,9	0,1	3,65			0,78	3,20	2,20	0,78	3,18	0,09	0,32	0,22	0,09	0,37	

12.4.7 Ökologische Bewertung der Gasbeimischung

Die ökologische Eignung der Beimischung von fossilen Brennstoffen (z.B. Erdgas und Propan) in Biogas-Mikronetze ist in Frage zu stellen, da fossile Brennstoffe hinsichtlich ihrer CO₂-Neutralität im Vergleich mit Biogas ungleich schlechter zu bewerten sind. Allerdings kann es aus Gründen der Betriebs- und Ausfallsicherheit notwendig sein, eine solche Beimischung durchzuführen. Es sollen dann die Mengen der beigemischten fossilen Brenngase gering gehalten werden, was durch geeignete Maßnahmen, unter anderem durch ein effizientes Lastmanagement (vgl. hiezu Kapitel 7 Lastmanagement) erreicht werden kann.

Aus verbrennungstechnischer Sicht sind hinsichtlich der beschriebenen Brenngase keine ökologischen Bedenken zu erwarten, da die beigemischten Brenngase bei vollständiger Verbrennung zu Kohlendioxid und Wasser verbrennen. Die beschriebenen Zusatzgase (Luft, CO₂ etc.) sind innerte (=reaktionsträge) Gase, welche die Verbrennung nicht negativ beeinflussen und daher als ökologisch unbedenklich bezeichnet werden können.

12.4.8 Conclusio Gasbeimischung

Um die Gasversorgung im Biogas-Mikronetz bei keiner oder nur geringer Verfügbarkeit von Biogas zu gewährleisten, können verschiedene Brenngase sowie verschiedene Bezugsmöglichkeiten für diese Gase gewählt werden. Es zeigte sich, dass sowohl leitungsgebundene Gase, wie z.B. Erdgas, als auch Gase, die in Flaschen oder Tanks gelagert werden, z.B. Flüssigmethan, in Frage kommen.

Da es aufgrund der Anforderungen der derzeit erhältlichen Gasbrenner notwendig ist, eine gleich bleibende Gasqualität hinsichtlich brenntechnischer Kennwerte zu erhalten, ist eine Konditionierung der Brenngase vor Einspeisung in das Biogas-Mikronetz sinnvoll. Als wichtigster brenntechnischer Wert ist hierbei der Wobbe-Index zu nennen. Dieser darf jedoch lediglich innerhalb gewisser Grenzen schwanken. Weitere Informationen hierzu befinden sich in Kapitel 10 (Auswirkungen der Gasqualität auf die Verbrennung).

Es zeigt sich, dass Erdgas aus dem Gasnetz sowie Propan die niedrigsten Kosten für das aufbereitete Gas aufweisen. Als Konditionierungsgas stellt Luft die kostengünstigste Variante dar. Die absolut niedrigsten Kosten treten für das Erdgas/Luft-Gemisch auf. Diese Lösung sollte also bei Verfügbarkeit eines Gasnetzes bevorzugt werden. Ist kein Gasnetz verfügbar, weisen flüssig gespeichertes Methan sowie Propan/Luft-Gemisch (Propan aus Tank) die niedrigsten Kosten auf.

13 Rechtliche Rahmenbedingungen für den Bau und den Betrieb eines Biogas-Mikronetzes

In diesem Kapitel werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Bau und den Betrieb eines Biogas-Mikronetzes, aufbauend auf einer Rechtsexpertise von Herrn Dr. Reinhard SCHANDA und Frau Drⁱⁿ Angelika HEFFERMANN (2008), dargestellt. Ebenso werden Auswirkungen unterschiedlicher Netzgrößen, z.B. Leitungsdruck, -länge, etc., in einem Biogas-Mikronetz angeführt. Abschließend werden einige Empfehlungen zur Novellierung von rechtlichen Rahmenbedingungen gegeben, um z.B. den Genehmigungsaufwand für ein Biogas-Mikronetz zu vereinfachen.

13.1 Biogas-Mikronetz versus Biogas-Netzeinspeisung

Ein Biogas-Mikronetz bezeichnet die kleinräumige Gasversorgung von mehreren Verbrauchern mit vor Ort erzeugtem Biogas über ein Niederdruck-Gasleitungsnetz. Die landwirtschaftlichen oder industriellen Biogasproduzenten sind ebenso wie die Verbraucher über das Mikronetz miteinander verbunden. Ein Anschluss an das Erdgasnetz oder an Flüssigmethantanks garantiert die Versorgung der Verbraucher z.B. bei einem Ausfall der Biogasproduktion. Auch ein bestehendes Erdgasnetz kann zu einem Biogas-Mikronetz adaptiert werden. Die Erzeugung von Strom auf Basis von Biogas ist nicht geplant, so dass auf die zusätzlichen Genehmigungsvoraussetzungen der landesgesetzlichen Ausführungsgesetze zum ElWOG (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz) für die Errichtung und den Betrieb von Stromerzeugungsanlagen nicht eingegangen wird.

Wichtig hierbei ist festzuhalten, dass sich ein Biogas-Mikronetz deutlich von einer Biogas-Netzeinspeisung unterscheidet. In letzterem wird ein auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in ein bestehendes Erdgasnetz eingespeist. Ein Biogas-Mikronetz ist jedoch entweder ein neu errichtetes Gasnetz oder ein von einem bestehenden Erdgasnetz getrenntes.

Ebenso wird hier vollständigkeitshalber auf die notwendigen Genehmigungen für die Errichtung und den Betrieb einer Biogasanlage hingewiesen (siehe z.B. BMWA 2003 bzw. HORN-BACHNER ET AL. 2005). Wichtig hierbei ist, dass eine Biogasanlage nicht zwingend nach dem Abfallwirtschaftsgesetz (AWG 2002) genehmigt werden muss. Wenn jedoch eine Biogasanlage als Abfallbehandlungsanlage qualifiziert wurde, erstreckt sich dies nicht auf ein nachgelagertes Rohrleitungsnetz zur Verteilung des Biogases (SCHANDA 2004).

Eine rechtliche Definition von „(Biogas-)Mikronetz“ existiert soweit ersichtlich in Österreich nicht. Den weiteren Ausführungen wird daher die oben in den Vorbemerkungen dargestellte Beschreibung von Mikronetzen zugrunde gelegt. Ebenso scheint der Begriff „Mikronetz“, „Mikrogasnetz“, „Biogasmikronetz“ bzw. „Biogas-Mikronetz“ nach Informationen der Europäischen Gemeinschaft (<http://eur-lex.europa.eu>, Stand 30.04.2008) in keiner Rechtsmaterie

auf. Auch der Begriff „Netzeinspeisung“ wird nur in Zusammenhang mit der Einspeisung von elektrischer Energie verwendet. Im Folgenden wird daher nur auf Österreich Bezug genommen.

13.2 Betriebsdruck und Biogas-Mikronetz

HORNBACHNER ET AL. (2005) beschrieben die notwendige Unterscheidung von Biogas-Mikronetzen mit einem Betriebsdruck von über bzw. unter 0,5 bar. Diese Differenzierung ist dahingehend entscheidend, da das Rohrleitungsgesetz (1975 idGf) nur auf Gasnetze anzuwenden ist, in welchen ein Betriebsdruck von über 0,5 bar herrscht. Hierzu lautet der § 1 Absatz 1: *Die Bestimmungen dieses Bundesgesetzes gelten für die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen, ausgenommen brennbare Gase mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck und Wasser sowie für die Errichtung, Erweiterung, Änderung, den Betrieb, die Instandhaltung und die Beseitigung der hiefür erforderlichen Leitungen und Anlagen.*

Jedoch fällt auch grundsätzlich die gewerbsmäßige Beförderung von Biogas in Rohrleitungen mit einem Betriebsdruck von zumindest 0,5 bar Überdruck in den Anwendungsbereich des Rohrleitungsgesetzes (SCHANDA 2004). Die Berechnungen in dem beschriebenen Biogas-Mikronetz (siehe hiezu Kapitel 14) ergeben jedoch einen Überdruck von 0,2 - 0,3 bar. Daher unterliegt das erwähnte Biogas-Mikronetz, wenn der Wert von 0,5 bar(ü) nicht erreicht wird, nicht dem Rohrleitungsgesetz.

13.3 Rechtliche Voraussetzungen für die Errichtung und den Betrieb eines lokalen Biogasnetzes

Für die Errichtung und den Betrieb einer Biogasleitungsanlage mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck sind die Bestimmungen über die gewerbliche Betriebsanlage der §§ 74 ff Gewerbeordnung zu beachten. Auch ist die Errichtung eines eigenen lokalen Biogasnetzes nach dem Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2002) nicht verboten. Ein Biogaserzeuger ist grundsätzlich berechtigt, ein eigenes (lokales) Gasnetz zu errichten, um seine Kunden - einen oder mehrere - direkt beliefern zu können (SCHANDA 2004).

13.3.1 Genehmigungspflicht nach dem Anlagenrecht des GWG

Der Anwendungsbereich des GWG umfasst gemäß § 2 Abs. 1 Z 4 GWG unter anderem die Errichtung, die Erweiterung, die Änderung und den Betrieb von Erdgasanlagen. Gemäß § 6 Z 11 GWG ist eine „Erdgasleitungsanlage“ eine Anlage, die zum Zweck der Fernleitung, der Verteilung von Erdgas durch Rohrleitungen oder Rohrleitungsnetze oder als Direktleitung errichtet oder betrieben wird, sofern es sich nicht um eine vorgelagerte Rohrleitungsanlage (Z 65) handelt; zu Erdgasleitungen zählen insbesondere auch Verdichterstationen, Molch-

schleusen, Schieberstationen, Messstationen und Gasdruckeinrichtungen. Gemäß § 6 Z 5 GWG ist eine „Direktleitung“ eine zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Erdgasleitung.

Erdgasanlagen unterliegen daher seit dem Inkrafttreten des GWG (mit bestimmten Ausnahmen) dem Anlagenrecht des GWG. Das GWG enthält jedoch keine Regelungen über den Bau und den Betrieb von Biogasleitungsanlagen. Das Energieversorgungsgesetz 2006 hat diesbezüglich keine Änderungen gebracht. Auf die Voraussetzungen nach dem Gaswirtschaftsgesetz ist daher nicht näher einzugehen.

13.3.2 Genehmigung nach dem Anlagenrecht des Abfallwirtschaftsgesetzes 2002

Ist das Biogas-Mikronetz an eine Abfallbehandlungsanlage angeschlossen, ist zu prüfen, inwieweit eine Genehmigung nach dem Abfallwirtschaftsgesetz 2002 (AWG 2002) einzuholen ist. Gemäß § 2 Abs. 7 Z 1 AWG 2002 sind unter „Behandlungsanlagen“ ortsfeste oder mobile Einrichtungen, in denen Abfälle behandelt werden, einschließlich der damit unmittelbar verbundenen, in einem technischen Zusammenhang stehenden Anlagenteile zu verstehen.

„Abfälle“ sind bewegliche Sachen, die unter die in Anhang 1 angeführten Gruppen fallen und 1. deren sich der Besitzer entledigen will oder entledigt hat oder 2. deren Sammlung, Lagerung, Beförderung und Behandlung als Abfall erforderlich ist, um die öffentlichen Interessen (§ 1 Abs. 3) nicht zu beeinträchtigen. Gemäß § 2 Abs. 3 letzter Satz AWG ist die Sammlung, Lagerung, Beförderung und Behandlung von Mist, Jauche, Gülle und organisch kompostierbarem Material als Abfall dann nicht im öffentlichen Interesse erforderlich, wenn diese im Rahmen eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes anfallen und im unmittelbaren Bereich eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes einer zulässigen Verwendung zugeführt werden. Was unter „zulässiger Verwendung“ gemeint ist, wird im AWG nicht näher definiert. Unter einer „zulässigen Verwendung“ ist die ordnungsgemäße Bodennutzung im Rahmen eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes im Sinne des § 32 Abs. 8 WRG zu verstehen. Unter diesen Umständen ist somit auf eine Anlage, die ausschließlich diese Materialien einsetzt, das AWG nicht anzuwenden.

Gemäß § 37 Abs. 1 AWG bedarf die Errichtung, der Betrieb und die wesentliche Änderung von ortsfesten Behandlungsanlagen grundsätzlich der Genehmigung der Behörde (Die Genehmigungs- und Anzeigepflicht für ortsfeste Behandlungsanlagen nach § 37 AWG ist hierzu in Anhang 20.7.1 dargestellt). Es bestehen allerdings zahlreiche Ausnahmen von diesem Grundsatz, so dass die Genehmigungspflicht nach dem AWG stets im Einzelfall zu prüfen ist. Eine Genehmigungspflicht nach dem AWG 2002 besteht etwa gemäß § 37 Abs. 2 nicht für Behandlungsanlagen zur ausschließlichen stofflichen Verwertung von nicht gefährlichen (Z 1) bzw. im eigenen Betrieb anfallenden Abfällen (Z 3), sofern sie nach der Gewerbeordnung (GewO) genehmigungspflichtig sind (vergleiche § 27 Abs. 2 AWG).

Unter „stofflicher Verwertung“ ist gemäß § 2 Abs. 5 Z 2 AWG folgendes zu verstehen: *die ökologisch zweckmäßige Behandlung von Abfällen zur Nutzung der stofflichen Eigenschaften*

ten eines Ausgangsmaterials mit dem Hauptzweck, die Abfälle oder die aus ihnen gewonnenen Stoffe unmittelbar für die Substitution von Rohstoffen oder von aus Primärrohstoffen erzeugten Produkten zu verwenden, ausgenommen die Abfälle oder die aus ihnen gewonnenen Stoffe werden einer thermischen Verwertung zugeführt. Wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, unterliegt die gemäß der GewO genehmigungspflichtige Anlage also nicht dem AWG 2002.

Voraussetzung dieser Ausnahmen ist jedoch, dass die Anlage gemäß der GewO genehmigungspflichtig ist. Sofern eine Biogasanlage im Rahmen einer landwirtschaftlichen Nebentätigkeit betrieben wird, welche von der GewO ausgenommen ist, unterliegt sie wieder der Genehmigungspflicht des AWG. Demgemäß fallen Biogasanlagen mit bis zu 4 MW Wärmerzeugung gemäß § 2 (4) Z 9 GewO wieder unter das AWG 2002. Liegt die Wärmerzeugung darüber, fällt die Anlage unter das Regime der Gewerbeordnung. (Der § 2 der Gewerbeordnung ist hierzu in Anhang 20.7.2 dargestellt.)

Bestimmte Behandlungsanlagen sind in einem vereinfachten Verfahren (§ 37 Abs. 3 AWG) zu genehmigen, andere Maßnahmen sind bloß anzeigenpflichtig (§ 37 Abs. 4 AWG). Gemäß § 38 Abs. 1 AWG 2002 sind im Genehmigungs- und Anzeigeverfahren für Abfallbehandlungsanlagen alle Vorschriften - mit Ausnahme der Bestimmungen über die Parteistellung, die Behördenzuständigkeit und das Verfahren - anzuwenden, die im Bereich des Gewerbe-, Wasser-, Forst-, Mineralrohstoff-, Strahlenschutz-, Rohrleitungs-, Eisenbahn-, Bundesstraßen-, Denkmalschutz- und Raumordnungsrechts für Bewilligungen, Genehmigungen oder Untersagungen des Projekts anzuwenden sind. Im Genehmigungsverfahren sind auch die bautechnischen Bestimmungen des jeweiligen Bundeslandes anzuwenden; in diesen Fällen entfällt daher eine baubehördliche Bewilligungspflicht (Verfahrenskonzentration).

Ferner ist zu beachten, dass vom Anlagenbegriff des AWG nur jene Einrichtungen umfasst sind, die in einem technischen Zusammenhang mit der Abfallbehandlung stehen. Der in der GewO entwickelte Grundsatz der „Einheit der Betriebsanlage“ ist auf das AWG grundsätzlich nicht übertragbar. Es kann somit ohne weiteres sein, dass sich innerhalb einer gewerberechtlich als Einheit anzusehenden Betriebsanlage einzelne Einrichtungen befinden, die als „Abfallbehandlungsanlage“ zu qualifizieren sind. Sofern nach den genannten Kriterien also eine Biogasherstellungsanlage als Abfallbehandlungsanlage zu qualifizieren ist, erstreckt sich diese Qualifikation nach unserem Verständnis nur auf die eigentliche Biogaserzeugungsanlage, nicht aber auf ein nachgelagertes Rohrleitungsnetz zur Verteilung des Biogases an den Endkunden.

Handelt es sich bei der Rohrleitungsanlage somit nicht um einen (in einem technischen Zusammenhang stehenden) Teil einer Abfallbehandlungsanlage, ist weiters zu prüfen, ob die Anlage in den (ausschließlichen) Anwendungsbereich des Rohrleitungsgesetzes oder in jenen der Gewerbeordnung fällt. Da die Vorschriften der Gewerbeordnung und des Rohrleitungsgesetzes auch im Genehmigungsverfahren nach dem AWG 2002 anzuwenden sind, sind diese Bestimmungen in jedem Fall von Bedeutung.

13.3.3 Genehmigung nach dem Rohrleitungsgesetz

Gemäß § 1 Abs. 1 Rohrleitungsgesetz gelten dessen Bestimmungen für die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen, ausgenommen brennbare Gase mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck und Wasser sowie für die Errichtung, Erweiterung, Änderung, den Betrieb, die Instandhaltung und die Beseitigung der hiefür erforderlichen Leitungen und Anlagen. Gemäß § 1 Abs. 2 Rohrleitungsgesetz gilt dieses nicht für Rohrleitungsanlagen,

- die bergrechtlichen Vorschriften unterliegen,
- für Erdgasleitungen und
- für Rohrleitungsanlagen, die sich innerhalb der gewerblichen Betriebsstätte befinden.

Für die Auslegung des Begriffs „gewerbsmäßig“ in § 1 Abs. 1 Rohrleitungsgesetz kann auf § 1 Abs. 1 der Gewerbeordnung zurückgegriffen werden. Demnach wird eine Tätigkeit gewerbsmäßig ausgeführt, wenn sie selbstständig, regelmäßig und in der Absicht betrieben wird, einen Ertrag oder sonstigen wirtschaftlichen Vorteil zu erzielen, gleichgültig, für welche Zwecke dieser bestimmt ist.

Unter Rohrleitungsanlagen im Sinne des Rohrleitungsgesetzes sind gemäß § 2 *alle jene Einrichtungen zu verstehen, welche das zu befördernde Gut allseits umschließen und als Transportweg für das zu befördernde Gut dienen; ferner alle mit dem Betrieb der Rohrleitung örtlich verbundenen Baulichkeiten und technischen Einrichtungen, welche ausschließlich für die Beförderung von Gütern in Rohrleitungen dienen. Insbesondere sind darunter auch örtlich gebundene Baulichkeiten und technische Einrichtungen zu verstehen, welche das zu befördernde Gut von der Abgabestelle aufnehmen, für die Beförderung in Rohrleitungen verteilen, zeitweise lagern oder nach der Beförderung von der Rohrleitung für eine weitere Beförderung, Verwendung oder Bearbeitung abgeben oder Wartungszwecken dienen.*

Die gewerbsmäßige Beförderung von Biogas in Rohrleitungen mit einem Betriebsdruck von zumindest 0,5 bar Überdruck fällt daher grundsätzlich in den Anwendungsbereich des Rohrleitungsgesetzes. Im gegenständlichen Fall soll jedoch der Gasdruck im Leitungsnetz laut Fragestellung zirka 0,2 bis 0,3 bar (ü) betragen, so dass das Rohrleitungsgesetz auf diese Leitungsanlagen keine Anwendung findet. Dessen ungeachtet wird im Folgenden kurz auf die Bestimmungen des Rohrleitungsgesetzes näher eingegangen.

Für die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen ist zunächst eine Konzession erforderlich (§ 3 Abs. 1 Rohrleitungsgesetz). Diese lautet: *Für die Ausübung der in § 1 genannten Tätigkeit ist, soweit in diesem Bundesgesetz nichts anderes bestimmt wird, eine Konzession erforderlich.* Die Konzessionsvoraussetzungen, welche im Rahmen dieser Ausführungen nicht näher dargestellt werden, sind in § 5 Abs. 1 Rohrleitungsgesetz näher geregelt. Das Konzessionserteilungsverfahren ist dem § 8 Rohrleitungsgesetz zu entnehmen. Die Konzession ist sowohl anlagen- als auch personenbezogen. Das bedeutet, dass für jedes selbständige Rohrleitungsanlagenprojekt eine eigene Konzession erforderlich ist.

Für die Errichtung und die Inbetriebnahme von Rohrleitungsanlagen ist zudem gemäß § 3 Abs. 2 Rohrleitungsgesetz eine Genehmigung zur Errichtung und Inbetriebnahme gemäß den §§ 17 ff Rohrleitungsgesetz erforderlich. Das gleiche gilt für Änderungen und Erweiterungen der Rohrleitungsanlage, soweit diese über den Rahmen der hierfür erteilten Genehmigung zur Errichtung und Inbetriebnahme hinausgehen. Mit dem Antrag um Genehmigung zur Errichtung und Inbetriebnahme der Rohrleitungsanlage ist ein technischer Bauentwurf vorzulegen. Dieser hat die in § 18 Abs. 2 Rohrleitungsgesetz näher bestimmten Anlagen zu enthalten. Die Inbetriebnahme der errichteten Rohrleitungsanlage ist der Behörde dann gemäß § 21 Abs. 2 Rohrleitungsgesetz unter Anschluss des Nachweises über den Abschluss einer Haftpflichtversicherung anzuseigen.

Dem Konzessionsinhaber kommen nach dem Rohrleitungsgesetz im Übrigen keine Wege- bzw. Leitungsrechte zur Verlegung von Rohrleitungen auf öffentlichem oder auf privatem Grund zu. Diese bedürfen der (privatrechtlichen) Zustimmung des jeweiligen Grundeigentümers. Die §§ 27 ff Rohrleitungsgesetz sehen jedoch die Möglichkeit einer Enteignung vor.

Behörden im Sinne des Rohrleitungsgesetzes sind gemäß § 39 Rohrleitungsgesetz der Landeshauptmann/die Landeshauptfrau, bei Rohrleitungen, die sich über das Gebiet mehrere Bundesländer erstrecken oder die Grenzen des Bundesgebietes überschreiten, der Bundesminister für Verkehr. Hat der Landeshauptmann/die Landeshauptfrau in erster Instanz entschieden, geht der Instanzenzug bis zum zuständigen Bundesminister.

13.3.4 Genehmigung nach dem Anlagenrecht der Gewerbeordnung

Vorab ist festzuhalten, dass die GewO gemäß deren § 2 Abs. 1 auf die Land- und Forstwirtschaft (Abs. 2 und 3) und die Nebengewerbe der Land- und Forstwirtschaft (Abs. 4) nicht anzuwenden ist. Unter Nebengewerbe der Land- und Forstwirtschaft ist beispielsweise unter bestimmten Voraussetzungen auch der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung und Lieferung von Wärme aus Biomasse zu verstehen. Der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung und Lieferung von Biogas ist in der Liste der Nebengewerbe der Land- und Forstwirtschaft allerdings nicht erwähnt, so dass es sich hierbei nicht um ein von der GewO ausgenommenes Nebengewerbe der Land- und Forstwirtschaft handelt.

Im Verhältnis zum Rohrleitungsgesetz findet die Gewerbeordnung nur insoweit Anwendung, soweit nicht durch das Rohrleitungsgesetz Sonderregelungen getroffen worden sind. Soweit das Rohrleitungsgesetz keine Regelungen enthält, gelten für die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen die Bestimmungen der Gewerbeordnung (GewO).

Die Bestimmungen der Gewerbeordnung gelten daher nur

- für den Betrieb von Rohrleitungen für verbrennbare Gase mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck und
- für Gasleitungen, die sich innerhalb einer gewerblichen Betriebsstätte befinden.

Soweit danach die Gewerbeordnung anzuwenden ist, enthalten die §§ 74 ff GewO die Voraussetzungen für die Errichtung und den Betrieb von gewerblichen Betriebsanlagen. Gemäß § 74 Abs. 1 Gewerbeordnung ist unter einer „gewerblichen Betriebsanlage“ jede örtlich gebundene Einrichtung zu verstehen, die der Entfaltung einer gewerblichen Tätigkeit regelmäßig zu dienen bestimmt ist. Im Gewerberecht gilt der Grundsatz der „Einheit der Betriebsanlage“. Das Gasleitungsnetz eines Gasversorgungsunternehmens von der Zentralstelle bis zum Letztverbraucher ist als einheitliche gewerbliche Betriebsanlage anzusehen.

Für die Errichtung und den Betrieb einer Biogasleitungsanlage mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck sind somit insbesondere die Bestimmungen über die gewerbliche Betriebsanlage der §§ 74 ff Gewerbeordnung zu beachten.

Der Gewerbeordnung unterliegende Betriebsanlagen sind nicht automatisch genehmigungspflichtig, sondern nur dann, wenn die in § 74 Abs. 2 GewO geregelte Prognosebeurteilung ergibt, dass bestimmte nachteilige Auswirkungen dieser Anlagen auf Personen sowie Tätigkeits- und Sachbereiche im Sinne des § 74 Abs. 2 Z 1 – 5 GewO nicht auszuschließen sind. Bei der Errichtung von Biogasleitungsanlagen ist daher regelmäßig von einer Genehmigungspflicht nach der GewO auszugehen. Die Verordnung BGBl II 20/1999 idF BGBl. II Nr. 149/1999 ist hier nicht anwendbar, da diese lediglich für Erdgasflächen- und FernwärmeverSORGUNGSLEITUNGSNETZE eine Ausnahme von der Genehmigungspflicht vorsieht.

Soweit eine Anlage gewerberechtlich genehmigungspflichtig ist, ist in einem weiteren Schritt zu prüfen, in welchem Verfahren sie zu behandeln ist. Sind die Voraussetzungen für ein vereinfachtes Verfahren gemäß § 359b GewO nicht gegeben, hat die Behörde das ordentliche Verfahren durchzuführen. § 356b GewO sieht vor, dass auch materiell-rechtliche Genehmigungskriterien nach anderen Bundesgesetzen, soweit sie dem Schutz vor Auswirkungen der Anlage dienen, von der Gewerbebehörde mit anzuwenden sind. Jene Unterlagen, die dem Ansuchen um Genehmigung einer Betriebsanlage anzuschließen sind, sind dem § 353 Gewerbeordnung zu entnehmen. In der Praxis werden in den gewerberechtlichen Betriebsanlagengenehmigungsbescheiden Auflagen erteilt, und zwar insbesondere, dass die Gasanlage gemäß den entsprechenden Richtlinien der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW) zu betreiben ist.

Aufgrund der Einheit der Betriebsanlage ist zur Erteilung der Betriebsanlagengenehmigung für die Gasleitung (Hauptrohrleitung, Zuleitung und Gaseinleitungen) nur eine Behörde zu berufen. Gemäß § 333 GewO ist die zuständige Behörde erster Instanz grundsätzlich die Bezirksverwaltungsbehörde.

13.3.5 Andere Bereiche des öffentlichen Rechts

Für die Errichtung und den Betrieb eines Biogas-Mikronetzes sind freilich nicht nur die anlagenrechtlichen Genehmigungsvoraussetzungen der einschlägigen Gewerbevorschriften, sondern auch eine ganze Reihe anderer Verwaltungsvorschriften, wie etwa die jeweilige Bauordnung, das einschlägige Natur- und Landschaftsschutzgesetz, etc. zu beachten. Im Rahmen dieser Ausführungen kann auf diese Rechtsvorschriften nicht näher eingegangen werden. Es gilt der Grundsatz, dass bei Zusammentreffen von Rechtsnormen verschiedener

kompetenzrechtlicher Herkunft jede Behörde, die in ihren Zuständigkeitsbereich fallenden Aufgaben wahrzunehmen hat. Dieses Kumulationsprinzip führt in der Regel dazu, dass für eine Betriebsanlage mehrere Bewilligungen erteilt werden müssen. Es gibt jedoch auch vielfache Formen der Verfahrenskonzentration (vergleiche etwa AWG, GewO, UVP-G).

Lediglich der Vollständigkeit halber sei darauf hingewiesen, dass selbstverständlich auch die zivilrechtlichen Voraussetzungen für die Errichtung und des Betrieb eines Biogas-Mikronetzes zu schaffen sind. Zu denken ist hier insbesondere an die Zustimmung der jeweiligen Grundstückseigentümer zur Verlegung der Rohrleitungen. Darüber hinaus sind allenfalls Verträge mit externen Biogaserzeugern zur Einspeisung von Biogas in das Mikronetz sowie Verträge zur Verteilung des Biogases an den Endverbraucher abzuschließen. Das gesamte Vertragswerk wird von Fall zu Fall unterschiedlich sein.

13.3.6 Technische Richtlinien der ÖVGW

Die Technischen Richtlinien für Einrichtung, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von Niederdruck-Gasanlagen (ÖVGW-TR Gas) 1996, herausgegeben von der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, sind jedenfalls als „Stand der Technik“ zu beachten und werden zum Teil durch Verweise in Gesetzen und Verordnungen oder als Auflagen in Bescheiden rechtlich verbindlich gemacht - siehe beispielsweise die Wiener Verordnung vom 9. Dezember 1999, mit der Technische Richtlinien für Einrichtung, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von Niederdruck-Gasanlagen (ÖVGW-TR Gas 1996) anerkannt werden, Landesgesetzblatt (LGBI) 53/1999, oder die oberösterreichische Verordnung, mit der Sicherheitsvorschriften über Gasanlagen erlassen werden (Oberösterreichische Gassicherheits-Verordnung), LGBI 145/1997. Eine Übersicht der technischen Richtlinien ist im Anhang 20.4 dargestellt.

13.3.7 Verfahrenskonzentration nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000

Für bestimmte umweltrelevante Vorhaben normiert das Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 (UVP-G 2000) ein konzentriertes Genehmigungsverfahren, welches sämtliche für ein solches Vorhaben sonst erforderlichen Anzeige- und Bewilligungserfordernisse ersetzt.

Gegenstand der Umweltverträglichkeitsprüfung sind die gemäß § 3 UVP-G im Verweis mit Anhang 1 aufgezählten Vorhaben. (§ 3 UVP-G siehe Anhang 20.7.3) Auf die darin enthaltenen Abfallbehandlungsanlagen wird hier nicht näher eingegangen. Hingewiesen wird jedoch darauf, dass gemäß Z 13 des Anhanges 1 zum UVG-G Rohrleitungen für den Transport von Gas mit einem Innendurchmesser von mindestens 800 mm und einer Länge von mindestens 40 km dem ordentlichen UVP-Verfahren unterliegen. Rohrleitungen für den Transport von Gas in schutzwürdigen Gebieten der Kategorie A (siehe Anhang 2 UVP-G) mit einem Innendurchmesser von mindestens 500 mm und einer Länge von mindestens 25 km unterliegen dem vereinfachten Verfahren, sofern eine Einzelfallbeurteilung eine wesentliche Beeinträchtigung des Schutzgebietes ergibt (§ 3 Abs. 4 UVP-G).

Für diese Anlagen ist das Genehmigungsverfahren ausschließlich nach dem UVP-G 2000 durchzuführen. Es ist daher jeweils vorab zu prüfen, ob eine geplante Anlage vom UVP-G 2000 erfasst ist oder nicht. Im Rahmen der umfassenden Genehmigungskonzentration sind dann sämtliche Genehmigungsvoraussetzungen nach diesem Gesetz oder nach anderen Gesetzen, insbesondere auch nach Landesrecht (z.B. Bau- und Naturschutz) mit anzuwendenden (Verfahrenskonzentration) (siehe 3 § UVP-G).

Entscheidungsgrundlage für die Landesregierung als UVP-Behörde ist die Summe der anzuwendenden Verwaltungsvorschriften; überdies werden in § 17 UVP-G umweltspezifische Mindeststandards statuiert.

13.4 Konzession für ein Biogas-Mikronetz

Für den Betreiber eines Biogasnetzes ist nach der Gewerbeordnung kein Befähigungsnachweis vorgeschrieben. Die Tätigkeit der Versorgung anderer mit Gas ist ein freies Gewerbe. Das bedeutet, dass das Gewerbe bereits ab der erfolgten Anmeldung ausgeübt werden darf. Im Bereich der Gewerbeordnung kann dem Betreiber eines Biogasnetzes die Aufgabe erteilt werden, eine Haftpflichtversicherung abzuschließen. In der Gewerbeordnung sind darüber hinaus keine Haftungsklauseln enthalten (SCHANDA 2004 nach HORNBACHNER ET AL. 2005).

13.5 Gewährleistung und Schadenersatz bei Lieferausfall bzw. Qualitätsschwankungen

Spezielle Regelungen darüber, mit welcher Qualität Biogas geliefert werden muss, existieren soweit ersichtlich nicht. Wird nichts anderes vereinbart, wird man sich hinsichtlich der Gasqualität an den einschlägigen Richtlinien der ÖVGW als Stand der Technik orientieren. Im Übrigen kommen die allgemeinen Gewährleistungs- und Schadenersatzregelungen zur Anwendung.

Nach § 922 Abs. 1 ABGB leistet der Übergeber einer Sache (hier Biogas) gegen Entgelt (verschuldensunabhängig) Gewähr, dass sie dem Vertrag entspricht. Er haftet also dafür, dass sie die vertraglich vereinbarten oder gewöhnlich vorausgesetzten Eigenschaften hat, dass sie seiner Beschreibung, einer Probe oder einem Muster entspricht und dass sie der Natur des Geschäftes oder der getroffenen Verabredung gemäß verwendet werden kann. Ob die Sache dem Vertrag entspricht, ist auch danach zu beurteilen, was der Übernehmer (d.h. hier der Biogaskunde) auf Grund der über sie gemachten öffentlichen Äußerungen des Übergebers oder des Herstellers, vor allem in der Werbung und in den der Sache beigefügten Angaben, erwarten kann. Als Gewährleistungsbehelfe kommen die Verbesserung, der Austausch, eine angemessene Minderung des Entgelts sowie die Aufhebung des Vertrags in Betracht.

Lieferausfälle bzw. Qualitätsschwankungen können darüber hinaus positive Vertragsverletzungen darstellen, welche auch zu vertraglichen Schadenersatzansprüchen des Kunden führen. Diese setzt allerdings Verschulden (leichte Fahrlässigkeit genügt) voraus, wobei bei der Verletzung von vertraglichen Verbindlichkeiten der Schädiger gemäß § 1298 beweisen muss, dass ihn daran kein Verschulden trifft (Beweislastumkehr). Im Übrigen besteht volle Konkurrenz zwischen Gewährleistungs- und Schadenersatzansprüchen.

Inwieweit ein Lieferant somit mit Gewährleistungs- und Schadenersatzansprüchen konfrontiert werden kann, hängt somit auch von der vertraglichen Regelung mit dem Kunden ab, so dass bereits im Vorfeld auf mögliche Schwankungen und Ausfälle hingewiesen und diesbezüglich die Gewährleistung und Haftung – soweit gesetzlich möglich – ausgeschlossen werden sollte.

13.6 Abtrennung eines lokalen Erdgasnetzes zur Umwandlung in ein Mikronetz

Einige Ortschaften bzw. Ortsgebiete in Österreich verfügen über einen Erdgasanschluss bzw. ein Erdgasnetz. Hierbei ist es nun nahe liegend die Frage zu stellen, ob es nicht (aus juristischer Sicht) möglich ist, dieses bestehende Erdgasnetz auf ein Biogas-Mikronetz zu adaptieren?

Die Trennung eines Teils des Erdgasnetzes und die Umstellung desselben auf ein Biogas-Mikronetz ist gesetzlich nicht geregelt. Es ist daher auf allgemeine zivil- und verfahrensrechtliche Vorschriften zurückzugreifen. Zivilrechtlich ist für eine derartige Abtrennung bzw. Umstellung des Netzes jedenfalls die Zustimmung des Eigentümers der Leitungsanlage erforderlich.

Ferner wird bei der Umstellung einer Erdgasleitungsanlage auf eine Biogasleitungsanlage zu beachten sein, dass diese von den ursprünglich erteilten erdgas-rechtlichen Genehmigungen nicht gedeckt ist. Bei dieser „Umstellung“ handelt es sich jedoch auch nicht um eine „Änderung einer Erdgasleitungsanlage“ im Sinne des § 45 Abs. 1 GWG, sondern vielmehr um eine Auflassung einer Erdgasanlage und (Neu-)Errichtung einer Biogasanlage. In diesem Fall wären unseres Erachtens daher die Genehmigungen nach dem Rohrleitungsgesetz bzw. der Gewerbeordnung einzuholen.

Der Vollständigkeit halber ist darauf hinzuweisen, dass Erzeuger von biogenen Gasen (Bio- und Holzgas) gemäß § 41a GWG das Recht haben, im Namen ihrer Kunden den Netzzugang zum Erdgasleitungsnetz zu begehren, sofern hierdurch nicht die Interoperabilität der Netze beeinträchtigt wird (zur Gasqualität vergleiche auch Kapitel 6 der so genannten „Sons-tigen Marktregeln“ der Marktteilnehmer auf dem Erdgasmarkt, abrufbar auf der Website der

E-Control²⁰, welche wieder auf die ÖVGW Richtlinien G 31 und 33 verweisen). Auf diese Bestimmung braucht im Rahmen dieser Ausführungen jedoch nicht näher eingegangen werden, da hier nicht die Voraussetzungen der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, sondern primär jene der Errichtung eines eigenen (lokalen) Biogasnetzes untersucht werden sollte.

13.7 Unterschiedliche rechtliche Voraussetzungen für unterschiedliche Netzparameter

Im Zuge der Studie stellte sich die Frage, ob es möglicherweise unterschiedliche rechtliche Voraussetzungen für unterschiedliche Netzparameter, z.B. Leitungsdruck, -länge, etc. gibt. Wie bereits unter Punkt 13.3 ausgeführt wurde, ist der Betriebsdruck für die Geltung der Genehmigungsvoraussetzungen relevant.

Die gewerbsmäßige Beförderung von Biogas in Rohrleitungen mit einem Betriebsdruck von zumindest 0,5 bar Überdruck fällt daher grundsätzlich in den Anwendungsbereich des Rohrleitungsgesetzes. Für die Errichtung und den Betrieb einer Biogasleitungsanlage mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck sind somit insbesondere die Bestimmungen über die gewerbliche Betriebsanlage der §§ 74 ff Gewerbeordnung zu beachten.

Die Länge der Rohrleitungen ist für die Anwendbarkeit des UVP-G 2002 relevant. Rohrleitungen für den Transport von Gas mit einem Innendurchmesser von mindestens 800 mm und einer Länge von mindestens 40 km unterliegen dem ordentlichen UVP-Verfahren. Rohrleitungen für den Transport von Gas in schutzwürdigen Gebieten der Kategorie A (siehe Anhang 2 UVP-G) mit einem Innendurchmesser von mindestens 500 mm und einer Länge von mind. 25 km unterliegen dem vereinfachten Verfahren, sofern eine Einzelfallbeurteilung eine wesentliche Beeinträchtigung des Schutzgebietes ergibt (§ 3 Abs. 4 UVP-G).

13.8 Vorschläge für die Novellierung der rechtlichen Grundlagen in Österreich

Nun folgen einige Vorschläge zu Novellierungen in der österreichischen Gesetzgebung, um einerseits die Begrifflichkeit „lokales“ bzw. „Mikronetz“ zu klären bzw. festzulegen. Aber auch um einen notwendigen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energie in Österreich – hier im Speziellen der Biogastechnologie – im Sinne des Umwelt- und Klimaschutzes positiv voran zu treiben.

²⁰ www.e-control.at

13.8.1 Empfehlung 1: Novellierung Rohrleitungsgesetz bzw. Gewerbeordnung

In der aktuellen Fassung des Rohrleitungsgesetzes bzw. der Gewerbeordnung wird weder ein Bezug zu einem „lokalen Netz“ bzw. einem „Mikronetz“ genommen. Daher wäre es sinnvoll diese Begriffe im Zuge einer Novellierung des Rohrleitungsgesetzes bzw. der Gewerbeordnung festzulegen. Dies sollte primär dazu dienen den potentiellen Errichtern und Betreibern und auch der zuständigen Behörde von lokalen bzw. Mikronetzen Rechts-sicherheit zu geben.

13.8.2 Empfehlung 2: Technologie- bzw. CO₂-Bonus

Um einen verstärkten Ausbau der Biogastechnologie, nach deutschem Vorbild, zu forcieren, wird empfohlen einen Technologiebonus bzw. CO₂-Bonus einzuführen. (Alternativ könnte dieser als Biomethanbonus bezeichnet werden.) Dieser könnte alternative Biogastechnologien, z.B. Biogas-Tankstelle, Biogas-Mikronetz, Biogas-Brennstoffzellen, etc. mit einem entsprechenden finanziellen Anreiz bzw. Förderung unterstützen. Ebenso wäre es denkbar fossil betriebene Fahrzeuge, welche auf alternative, nicht fossile Antriebe umgerüstet werden zu fördern.

13.8.3 Empfehlung 3: Schaffung Ökogasgesetz

Wie schon von HORNBACHNER ET AL. (2005) gefordert, wird hier wiederum die Notwendigkeit eines eigenständigen Ökogasgesetzes - nach dem Vorbild des Ökostromgesetzes - betont. Wichtig hierbei ist die Unterscheidung von Biogas-Netzeinspeisung des Biomethans bzw. Verteilung via Leitungsnetz (= Biogas-Mikronetz). Auch sollte der Begriff „Biogas“ für die Verwendung in einem Biogas-Mikronetz dementsprechend definiert werden. Die zurzeit einzige juristische Definition, gemäß Kraftstoffverordnung 1999, BGBl II 418/1999 idF BGBl II 417/2004, lautet: „*Biogas*“ ein aus Biomasse und/oder aus biologisch abbaubaren Teilen von Abfällen mittels Pyrolyse oder Gärung hergestelltes und mit dem Ziel, Erdgasqualität zu erreichen, gereinigtes Gas. Dies bezieht sich jedoch nur auf Biogas, welches in Fahrzeugen mit - vergleichsweise einem Biogas-Mikronetz - geringen Speichermöglichkeiten verwendet werden kann. In diesem Ökogasgesetz sollten auch die möglichen Qualitätsschwankungen - bezugnehmend zu Haftung und Gewährleistung – geregelt sein.

13.8.4 Empfehlung 4: Änderung der ÖVGW-RL 31

Es wird empfohlen, die in der ÖVGW-RL 31 „Gasbeschaffenheit“ vor allem hinsichtlich des CO₂-Gehaltes und des Brennwertes angegebenen brenntechnischen Kenndaten für eine verstärkte Verwendung des Biogases in einem eigenem Netz auf „Biogasqualität“ zu ändern.

13.8.5 Empfehlung 5: Genehmigungsaufwand

Der Genehmigungsaufwand ist aus unserer Sicht geringer, wenn die Biogasleitungsanlage mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck betrieben wird und somit „nur“ die Ge-

werbeordnung anwendbar ist. Darüber hinaus sollte nach Möglichkeit eine Genehmigung nach dem UVP-G vermieden werden, da eine Umweltverträglichkeitsprüfung mit noch größerem Aufwand und Kosten verbunden ist.

Als vorteilhaft ist sicher auch zu sehen, wenn das Biogas-Mikronetz sich nur in einem Bundesland befindet. Denn, wie ausgeführt, sich das Biogas-Mikronetz über ein weiteres Bundesland erstreckt, so ist der Bundesminister und nicht mehr der Landeshauptmann hiezu die oberste Instanz. Für diesen Fall ist daher von einem zumindest zeitlichen Mehraufwand auszugehen, da die Interessen eines weiteren Bundeslandes zu berücksichtigen und abzuwägen sind.

13.8.6 Empfehlung 6: Nachhaltiger Energiepflanzenbau und -nutzung

Aus ökologischer Sicht wird empfohlen solche Biogasanlagen verstärkt zu fördern, die kein Biogassubstrat aus großen Monokulturen kultivieren, sondern verstärkt auf Mischfruchtanbau setzen bzw. eine nachhaltige Fruchfolge berücksichtigen. Ebenso sollte verstärkt eine optimierte, kaskadische Nutzung von Pflanzenteilen, z.B. Stroh erfolgen. Stroh könnte, durch vorherige thermo-chemische Behandlung, in Biogasanlagen zur energetischen Nutzung herangezogen werden. Jedoch sollte dabei sichergestellt werden, dass auf diesen landwirtschaftlichen Flächen, auf welchen nun das Stroh fehlt, mit der Biogasgülle gedüngt wird. Dies ist im Sinne einer biologischen und regionalen Kreislaufwirtschaft wichtig.

13.9 Conclusio Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Voraussetzungen für die Errichtung und den Betrieb einer Rohrleitungsanlage und die im Genehmigungsverfahren anzuwendenden Verfahrensvorschriften richten sich jeweils nach dem Einzelfall. Es ist nicht davon auszugehen, dass das Biogas-Mikronetz in einem technischen Zusammenhang mit einer Abfallbehandlungsanlage steht, so dass je nach Betriebsdruck das Anlagenrecht des Rohrleitungsgesetzes oder die gewerbliche Betriebsanlage nach der Gewerbeordnung Anwendung findet. Da im gegenständlichen Fall der Betriebsdruck unter 0,5 bar Überdruck betragen soll, sind die Bestimmungen der GewO anzuwenden.

Schließlich fallen bestimmte größere Anlagen in den Anwendungsbereich des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes 2000. Dieses sieht ähnlich dem AWG 2002 eine Verfahrenskonzentration vor. Ferner ist die Berücksichtigung einer Vielzahl anderer Verwaltungsvorschriften erforderlich.

Das Kumulationsprinzip führt in der Regel dazu, dass für eine Betriebsanlage mehrere Bewilligungen (z.B. eine naturschutzrechtliche und baurechtliche Bewilligung) erteilt werden müssen. Die Bestimmungen über die Verfahrenskonzentration schaffen hier erhebliche Erleichterungen. Der Vollständigkeit halber wird darauf hingewiesen, dass bei der Errichtung und dem Betrieb einer Gasanlage auch die Gassicherheitsvorschriften zu beachten sind.

14 Pilotstandort

14.1 Vorbemerkung

Die Entwicklung eines Pilotstandortes war zum Zeitpunkt der Projekteinreichung für ein Gewerbegebiet am Stadtrand von Judenburg geplant. Im Umfeld wären entsprechende landwirtschaftliche Flächen für die Rohstoffsicherung, sowie für die Substratausbringung vorhanden. Weiters ist in Teilen des Gewerbegebietes eine Gasversorgung vorhanden, ebenso eine Druckreduzierstation des Gasnetzbetreibers. Es sind größere Grundstücke für die Erweiterung des Gewerbegebietes vorhanden. Im Grunde wären dies positive Voraussetzungen für ein Pilotprojekt.

Im Zuge der Projektarbeit stellte sich jedoch heraus, dass bestimmte, für die Projekterstellung notwendige Daten für die bestehende Netzstruktur (Leitungslängen und -dimensionen, Energiemengen, usw.) aus Datenschutzgründen nicht zugänglich sind. Daher wurde ein alternativer Standort gewählt, der ebenfalls sehr günstige Eigenschaften im Hinblick auf eine mögliche Realisierung besitzt, bei dem jedoch Daten zugänglich sind. Es handelt sich um ein ländliches Ortsnetz, mit privaten, genossenschaftlichen und kommunalen Wohnbauten, sowie Gewerbe und Landwirtschaft. Ein Erdgasnetz ist bereits bis in den Ort verlegt, allerdings ist bisher erst ein Wohnpark angeschlossen. Für diesen Standort wurde ein Biogas-Mikronetz entwickelt, das in der Folge detailliert beschrieben wird. Der Ort als solcher wird in der Projektierungsphase nicht genannt, da Biogasprojekte sehr sensibel sind, und die lokale Bevölkerung erst bei einer eventuellen Projektrealisierung gezielt informiert und miteinbezogen wird.

14.2 Standortbeschreibung/ Umfeldanalyse

14.2.1 Struktur der Gemeinde

Der Ort in der Steiermark liegt geographisch gesehen am Rand des Aichfelder Beckens und bildet den Übergang vom inneralpinen Zentralraum in ein ländlich geprägtes Seitental des oberen Murtales. Das Judenburger Becken (Aichfeld) wird umrandet von Mittel- bis Hochgebirgsrücken. Die regionale Wirtschaftsstruktur wird von einem überdurchschnittlich hohen Anteil des industriell-gewerblichen Sektors geprägt, innerhalb dessen vor allem die Holz- und Metallindustrie dominieren. Im Bereich des tertiären Sektors hat in erster Linie der Handel von Bedeutung, der Tourismus ist geprägt von Events im Zentralraum (Airpower, bisher Spielberg), in den angrenzenden Tälern und Bergen befinden sich attraktive Wander- und Skigebiete.

Die Landwirtschaft ist gekennzeichnet durch einige mittlere Betriebe im Talboden, sowie ein hoher Anteil an Nebenerwerbs- und Bergbauernbetrieben mit schwierigen Standortbedingungen in den Randlagen. Teilweise sind sehr flächenstarke Betriebe mit hohem Waldbestand ausgestattet. Schwerpunkte in der Talsohle sind Ackerbau und Milchwirtschaft, die den größten Anteil der landwirtschaftlichen Nutzflächen in Anspruch nimmt.

14.2.2 Standort der möglichen Biogasanlage

Der Standort ist nördlich des Ortes geplant, in einer Entfernung von etwa 300 m zum gemischten Wohngebiet. Der Standort liegt an einer Hauptstraße, welche für die Substratlogistik von Bedeutung ist. Sie ist die Anbindung an den Zentralraum des Aichfeldes. Verkehrstechnisch erfolgt die Substrat Zu- und Abfuhr nicht durch den Ort selbst, sondern gleich von bzw. zu den landwirtschaftlichen Flächen hin. Im Westen und Süden schließen unmittelbar weite landwirtschaftliche Flächen (Wiesen und Äcker) an, im Osten und Norden gehen die landwirtschaftlichen Flächen in Waldgebiete über.

Die Hauptwindrichtung verläuft von West nach Ost, d.h. der Abstrom von der Biogasanlage geht über landwirtschaftliche Flächen in Richtung der Waldgebiete. Daher sind auch keine Probleme mit Anrainern aufgrund von Geruchbelästigungen zu erwarten. Ebenso wird ein genügend großer Abstand zum Siedlungsgebiet eingehalten.

Für das Ortsgebiet selbst ist eine Erschließung über ein Biogas-Mikronetz geplant. Die Hauptleitung verläuft entlang der Hauptstraße und Nebenäste erschließen die Seitenstraßen (siehe Netzplan Abbildung 144: Leitungsplan Biogas-Mikronetz). Im Süden des Ortes besteht bereits eine Erdgasleitung des Gasnetzbetreibers, an diese ist ein Wohnpark angeschlossen. Damit sind eine entsprechende Möglichkeit zur Abdeckung von Leistungsspitzen, zur Erhöhung der Ausfallssicherheit, sowie auch eine Rückspeisemöglichkeit von aufbereitetem Biogas ins Erdgasnetz gegeben.



Abbildung 144: Leitungsplan Biogas-Mikronetz

14.3 Rohstoffversorgung

14.3.1 Landwirtschaftliche Rohstoffe (Energiepflanzen) und Gülle der Umgebung

Grünland/Gras

Die landwirtschaftliche Nutzung in den Bezirken Judenburg und Knittelfeld kann aufgegliedert werden in zwei Bereiche: Im Aichfeld dominiert Ackerbau, in der Fortsetzung in das Mur- und Pölstal sowie den kleineren Seitentälern dominiert die Milchwirtschaft. Umliegende größere Landwirte haben in der jüngsten Vergangenheit in die Milchwirtschaft investiert. Ein Grund hierfür ist auch die Nähe der Obersteirischen Molkerei. Es wurde zusätzliches Milchkontingent angekauft und in neue und große Rinderstallungen investiert. Daher stehen nur wenige Hektar an Grünbracheflächen zur Verfügung.

Tierhaltung/Gülle

Im unmittelbaren Umfeld des Ortsgebietes wird auch Rinderhaltung (Milchwirtschaft) betrieben. Da manche Betriebe in den letzten Jahren erweitert wurden, besteht ein Engpass bei den Lagerkapazitäten für Gülle. Aus Vorgesprächen ist bekannt, dass ein Bedarf an einem zentralen Göllelager besteht. Diese Funktion kann von einer Biogasanlage übernommen werden. Die Gülle steht damit für eine Biogaserzeugung zur Verfügung.

Speziell bei Gülle ist darauf zu achten, dass große Volumina bewegt werden müssen. Die Transportweite darf nicht zu groß werden (max. 10 km). Für ein gemeinsames Göllemanagement spricht auch, dass bereits Kooperationen unter Landwirten hinsichtlich Maschinennutzung (z.B.: Transport, Ausbringung auf die Flächen, etc.) bestehen. Im Radius von 10 km vom Standort steht Gülle von ca. 500 GVE²¹ aus 10 Betrieben zur Verfügung. (Es sind noch viele kleinere Betriebe vorhanden, die dabei noch unberücksichtigt sind). Im engeren Umkreis ist Gülle aus einigen größeren Betrieben vorhanden. Da auch Lagerkapazitäten fehlen, ist die Gölleverwertung in der Biogasanlage für Landwirte interessant.

Ackerland/Maissilage

Im Bereich des Aichfeldes dominiert Ackerbau. Derzeit stehen im Radius von rund 15 km ca. 30 ha an Brachflächen zu Verfügung. Auf diesen Flächen ist es möglich, Pflanzen für die energetische Verwertung in Biogasanlagen anzubauen und zu ernten. Im Aichfeld wird auf ca. 2.000 ha Saatgut vermehrt und verkauft, allerdings mit einer schlechten Ertragslage. Bauern aus dieser Gruppe sind auf der Suche nach Alternativen; eine könnte Mais für eine Biogasanlage darstellen. Ein wesentlicher Faktor ist die Frage des Preises. Nach den positiven Erfahrungen aus dem Betrieb der Biogasanlage in Zeltweg häufen sich die Anfragen

²¹ GVE = Großvieheinheit.

nach möglichen Lieferungen für Mais. Aus dem derzeitigen Diskussionsstand wird von ca. 200 ha Ackerfläche ausgegangen, auf denen sicher Mais für die Biogasanlage angebaut werden kann (zusätzlich zu den 30 ha Brachfläche).

Die Sicherstellung der Rohstoffversorgung zu einem definierten Preis ist beim Bau einer Biogasanlage und umso mehr bei der Errichtung eines Mikronetzes zu direkten Versorgung von Endverbraucher mit Gas von zentraler Bedeutung. Die neuerlichen Erfahrungen aus den Jahren 2007-2008 zeigen, dass auch große Unternehmen, die sich z.B. mit der Herstellung von Bio-Ethanol beschäftigen und keine eigene bzw. nicht ausreichende Rohstoffmengen besitzen, können bei steigenden Rohstoffpreisen, die Stilllegung der Produktion nicht verhindern.

Beim Einsatz von Silage (Mais oder Gras) ist zu berücksichtigen, dass entsprechende Silieranlagen (Fahrsilo) errichtet werden müssen, um ein kontinuierliches Beschicken der Biogasanlage mit Substraten zu gewährleisten. Diese Silieranlagen haben einen zusätzlichen Flächenbedarf, und ebenso muss die Logistik bezüglich der Ernte berücksichtigt werden. Flächen stehen am Standort genügend zur Verfügung. Bezüglich der Logistik, vor allem im Hinblick auf die Transportkosten, wird der Einzugsbereich auf 15 km begrenzt.

Für die Rohstoffpotentialberechnung wurden bei Silomais (Ganzpflanzen) Rohstoffhektarerträge von ca. 50 t/ha und eine Fläche von ca. 230 ha (inkl. Stilllegungsflächen) angenommen, welche als gesichert angesehen werden können. Diese Menge entspricht dem Rohstoff für eine Anlage mit einer elektrischen Leistung von rund 500 kW. Um gute Frischmasseerträge auf den Flächen zu erzielen, ist es unbedingt notwendig sich nach dem Bedarf der Pflanzen und des Bodens zu richten (Düngemanagement!). Die Erträge der Stilllegungsflächen dürfen zur Gänze in Biogasanlagen eingebracht werden.

14.3.2 Substrate für Kofermentation

Speisereste aus Großküchen

In der Region existieren mehrere Großküchen, wie z.B. im Landeskrankenhaus Knittelfeld. In einer weiteren Großküche in Zeltweg fallen jährlich rund 12 t Speiseresten und 11 t Bioabfall an, die von einem Entsorger gegen Bezahlung abgeholt werden. Laut Auskunft eines Entsorgungsbetriebes bestehen die Möglichkeit und das Interesse in der Region wöchentlich etwa 25 t Speiseabfälle einer Biogasanlage für die energetische Nutzung zur Verfügung zu stellen.

Kartoffelpüle

Aus einem kartoffelverarbeitenden Betrieb in der Umgebung stehen große Mengen (mehrere Tonnen pro Tag) an Kartoffelpüle (Schäl- und Schnittabfälle) zur Verfügung. Die Konsistenz ist breiig und pumpfähig, und kann direkt in die Biogasanlage übernommen werden. Sowohl Analysen, wie auch der Einsatz in einer Biogasanlage bestätigen, dass das Substrat sehr gut für eine Biogasanlage geeignet ist. Derzeit wird die Püle an eine Biogasanlage außerhalb

der Region verkauft. Im Sinne der Transportvermeidung und der CO₂-Reduktion wäre der regionale Einsatz daher vernünftiger.

14.4 Verwertung des Fermentationsrückstandes

Düngung landwirtschaftlicher Flächen

In der Landwirtschaft der Region steht das Verhältnis von Viehbestand zu Nutzflächen bei 1 - 1,5 GVE/ha. D.h. es besteht eine Notwendigkeit für den Zukauf von Stickstoffdünger. Neben Dünger aus dem Handel kommt teilweise auch aufbereiteter Klärschlamm zum Einsatz. Flächen stehen genügend zur Verfügung, auch die Bereitschaft für die Übernahme von Biogasgülle ist gegeben. Kooperationen hinsichtlich gemeinsamen Güllemanagements wurden mit einzelnen Landwirten bereits geführt, es liegen regional auch Erfahrungen durch die Biogasanlage Zeltweg vor.

Bei der Substratausbringung ist es erforderlich, sich an das Wasserrechtsgesetz und die ÖPUL-Richtlinien zu halten, die eine maximale Obergrenze von 210 kg N/ha landwirtschaftliche Nutzfläche (LN) und einen maximal zulässigen Tierbestand von 3,5 DGVE²²/ha LN vorschreiben. Einige der umliegenden landwirtschaftlichen Betriebe unterliegen den ÖPUL-Richtlinien, auf Grund dessen ist die Ausbringung von Fermentationsrückständen aus einer nicht landwirtschaftlichen Biogasanlage nicht möglich. Bestimmte Stoffe wie z.B. Klärschlamm im speziellen sind zur Düngung dieser ÖPUL-Flächen und v.a. im Biolandbau ungeeignet. Da die Düngung landwirtschaftlicher Flächen primär von der Herkunft und Qualität der eingesetzten Materialien abhängt, muss die gesamte Thematik wie folgt betrachtet werden:

Gärreste aus rein landwirtschaftlichen Rohstoffen

Bei der Düngung landwirtschaftlicher Flächen durch Biogasgülle, deren Herkunft ausschließlich landwirtschaftliche Rohstoffe sind, stellt dies keine Probleme dar. Sogar zahlreiche, v.a.viehlos wirtschaftende Landwirte, könnten diesen wertvollen Dünger sehr gut gebrauchen. Es ist lediglich auf den Biolandbau Rücksicht zu nehmen, da es dort nicht möglich ist, betriebsfremde Gülle bzw. Dünger einzusetzen.

Gärreste aus biogenen Industrieabfällen (auch Kofermentation)

Grundsätzlich ist die Düngung mittels Fermentationsrückstand aus biogener Reststoffvergärung möglich. Es ist auf die Einhaltung der einschlägigen Gesetze und Richtlinien (Bodenschutzgesetz, Nitratrichtlinie, etc.) zu achten. Ebenso ist die Einhaltung der EU-

²² DGVE = Dunggroßviecheinheit.

Hygienerichtlinie (TNP, 1774/2002) beim Fermentationsprozess bzw. inputseitig zu berücksichtigen. Auch hier sind vor allem viellos wirtschaftende Landwirte primäre Ansprechpartner bei der Abnahme dieser Gülle.

14.5 Aufbau und Struktur des Biogas-Mikronetzes im Pilotprojekt

Der Ort für das Pilotprojekt besteht aus einem gemischten Gebiet, in dem Ein- und Zweifamilienhäuser überwiegen. Weiters befinden sich im Ort Landwirtschaften, kleine Gewerbebetriebe, eine Bank, ein Gasthaus, kommunale Gebäude, wie z.B. Volksschule, Vereinsheim und Feuerwehr, sowie Mehrfamilienwohnhäuser einer Wohnungsgenossenschaft. Im betreffenden Ortsteil wohnen ca. 120 Einwohner, in der gesamten Gemeinde in etwa 1.100.

In Abbildung 144 ist das Ortsgebiet für das Pilotprojekt auf Basis eines Katasterplanes dargestellt. Darin ist die Leitungsführung, inklusive aller Hausanschlussleitungen, dargestellt. Die Biogasanlage (BGA) ist in der Darstellung am Nordrand des Ortes positioniert, welche sich ca. 300 m nördlich des Ortsgebietes befindet. Von Süden führt eine Erdgasleitung in den Ort, welche zur Abdeckung der Spitzenlast, als Ausfallsreserve und zur Aufnahme von Gasüberschüssen dienen kann. Im Leitungsplan (Abbildung 144) ist das Biogas-Mikronetz in rot, und die Erdgasleitung in gelb dargestellt.

14.6 Dimensionierung des Biogas-Mikronetzes für das Pilotprojekt

Aufbauend auf den Überlegungen und Festlegungen des Kapitel 9 (Netz- und Leitungsbau) werden für den Standort des Pilotprojekts die Leitungen dimensioniert und deren Kosten errechnet.

Die Dimensionierung des Biogas-Mikrogasnetzes erfolgt auf Basis der thermischen Anschlussleistungen in kW_{th} (Heizlast) der betreffenden Gebäude. Die Erhebung der Anschlussleistungen vor Ort erfolgte bei größeren Objekten (z.B.: Gemeindegebäude, Wohnbauten, Gewerbe, etc.) durch Erhebung des bisherigen Brennstoffverbrauches und Berechnung der Heizlast. Einfamilienhäuser wurden teilweise über die Größe und das Baualter abgeschätzt.

Die Einwohnerzahl des Ortes liegt bei ca. 1100. Die Gasversorgung wird für 16 Wohngebäude (8 - 35 kW), ein Mehrfamilienwohnhaus (180 kW), einen Gastronomiebetrieb (60 kW), zwei Gewerbebetriebe (70 und 170 kW) und sechs öffentliche Gebäude (43 - 125 kW) im dicht besiedelten Teil des Ortes, konzipiert. Die Summe der Anschlussleistungen beträgt 1,1 MW_{th} . (siehe Anhang, Tabelle 18.7.5) Das Pilotprojekt ist der Netzstruktur und dem Mix der Abnehmer dem prototypischen Biogas-Mikronetz 4 und 5 (vergleiche Kapitel 4.4) am ähnlichsten. Die Biogasanlage ist am Rand des Ortgebietes in einer Entfernung von 300 m angesiedelt.

Die einzelnen Heizlasten wurden in den Katasterplan übernommen. Die Leitungsführung wurde basierend auf den örtlichen Gegebenheiten geplant. Dabei wurden Asphaltflächen, Bebauung usw. berücksichtigt. Dadurch ergab sich der folgende Netzplan mit den jeweiligen Anschlussleistungen. Die Netzstruktur, dargestellt in Abbildung 145, ist mehrfach verzweigt und besteht aus einem Hauptstrang, sowie aus mehreren von diesem ausgehenden Nebensträngen und Hauszuleitungen, die wieder sowohl von den Haupt- wie von den Nebensträngen abzweigen.

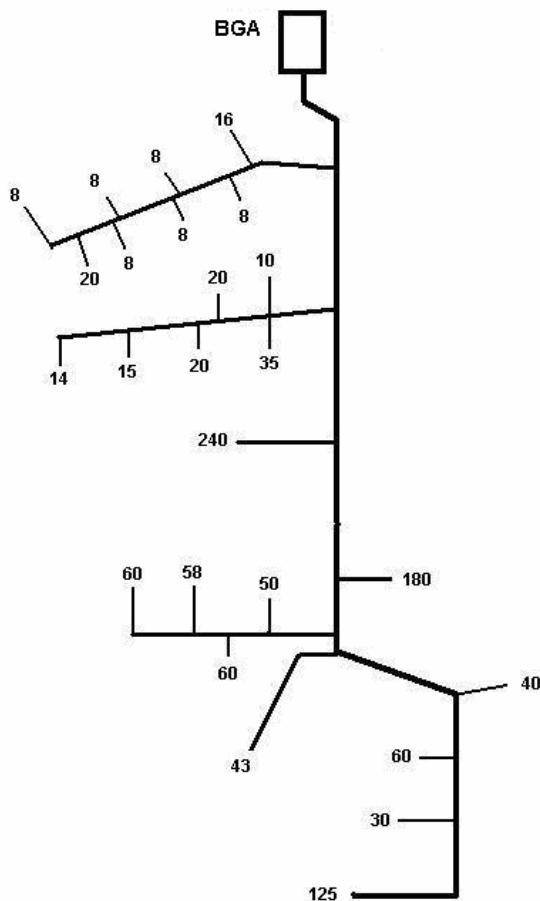


Abbildung 145: Netzplan inklusive Anschlussleistungen [kW]

Für die Biogas-Mikronetzberechnung wurde jede Abzweigung als Knotenpunkt definiert und mit den Großbuchstaben A – I gekennzeichnet. Die Leitungslängen der einzelnen Stränge wurden aus dem Plan gemessen und in der folgenden Abbildung beschriftet (Diese sind als unterstrichene Zahlen dargestellt.) Die Hausanschlussleitungen (HA) wurden bei den Einfamilienhäusern im Schnitt mit 10 m angegeben. Alle gemessenen Werte sind im Plan eingezeichnet. Damit ergibt sich ein Leitungsnetz mit einer Gesamtlänge von ca. 700 m.

Aus den Hausanschlusswerten bzw. den Heizlasten wurden die maximalen Durchflussmengen je Stunde an Biogas errechnet. Die ermittelten Gasmengen werden entgegen der Strömungsrichtung vom Kunden hin zur Biogasanlage an jedem Knoten aufsummiert, um in

der Folge das gesamte Gasnetz berechnen zu können. Die Dimensionierung der Biogasanlage erfolgte über den erforderlichen Gasdurchfluss (siehe Abschnitt 14.7).

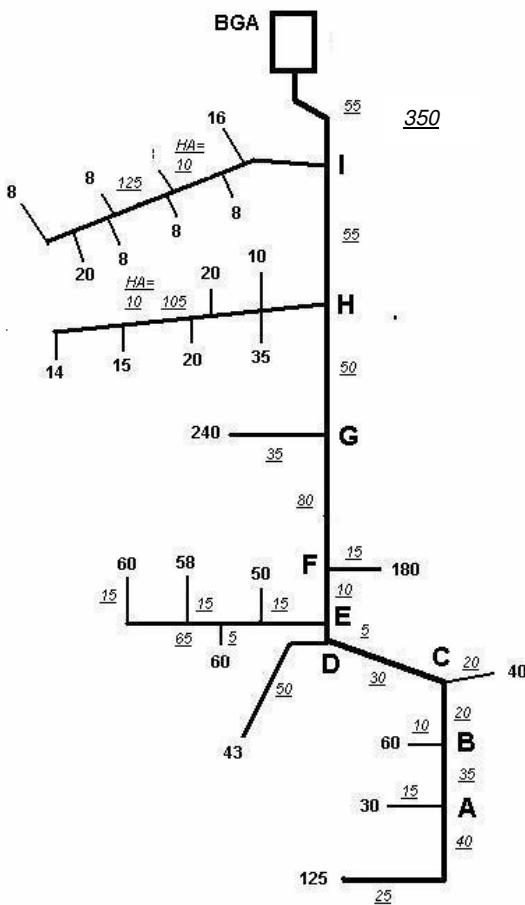


Abbildung 146: Netzplan inklusive Anschlussleistungen [kW], Knoten und Leitungslängen

Legende zur Abbildung 146:

A ... I	Knotenpunkte
Ziffern an den Enden der Leitungen	Leistungsbedarf des Abnehmers
Ziffern – unterstrichen	Entfernung in m
BGA	Biogasanlage

Mit Hilfe des Berechnungsprogramms „Druckverlust 6.2“ wurden die Rohrleitungen für jeden Abschnitt dimensioniert und der Druckverlust berechnet. Dabei wurden die am Markt üblichen Standardrohrquerschnitte verwendet. Weiters wurde überprüft, ob die Durchflussgeschwindigkeit in jedem Rohrabschnitt innerhalb der angenommenen Grenzwerte liegt. Als Gasqualität wurde entschwefeltes und entfeuchtetes Rohbiogas mit einem Methangehalt von rund 55 % Heizwert und mit ca. 5,5 kWh/Nm³ angenommen. Damit sind in der Auslegung Sicherheiten berücksichtigt. Sollte das Netz mit angereichertem Biogas oder Erdgas betrieben werden, ergeben sich durch den höheren Heizwert kleinere Gasmengen. Damit sind die

berechneten Leitungsquerschnitte für die vorliegende Gebäude- und Nutzungsstruktur jedenfalls ausreichend dimensioniert.

Allfällige Reserven für eine spätere Erweiterung des Gasnetzes sind beim Bau zu berücksichtigen. Dies betrifft vor allem den Hauptstrang von Nord nach Süd. Auch der Hauptstrang wurde nur für das vorliegende Biogas-Mikronetz dimensioniert. Für die Umsetzung wird empfohlen, den gesamten Hauptstrang mit dn 125 auszuführen, um einerseits für mögliche Erweiterungen gerüstet zu sein, und um andererseits über einen Erdgasanschluss aus Süden für das Spitzenlastmanagement und zur Ausfallsicherheit den erforderlichen Querschnitt zur Verfügung zu haben. In folgender Abbildung 147 ist das Leitungsnetz inklusive der Rohrdimensionen dargestellt. Zusätzlich wurde der Druckverlust in mbar an den Knoten und Leitungsenden angegeben.

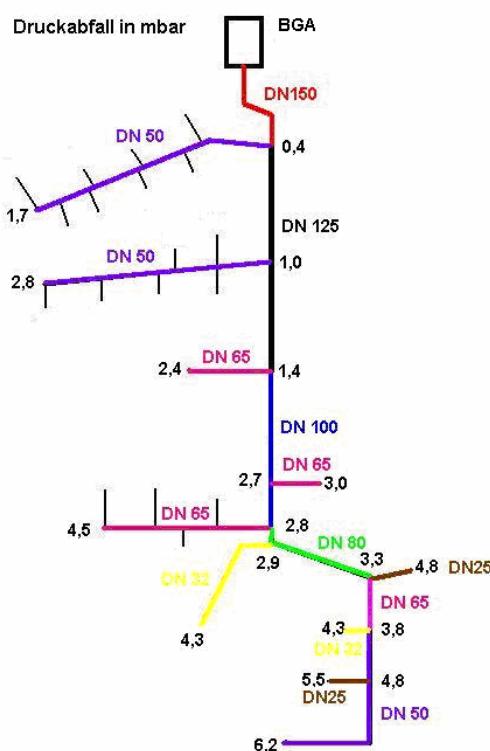


Abbildung 147: Rohrdimensionen und Druckverlust in mbar

Ergebnisse der Netzberechnung zu Pilotprojekt – Standortentwicklung

Die in Kapitel 9.4 enthaltenen Aussagen der Conclusio des Rohrleitungsbaus der prototypischen Biogas-Mikronetze gelten in gleicher Weise für das Projekt „Standortentwicklung“. Die Netzauslegung erfolgt mit der Gasgeschwindigkeit von < 4 m/s. Bei einer Summe der Anschlussleistungen von 1,1 MW und der Netzlänge (ohne Hausanschlüsse) von 845 m (siehe Anhang Tabelle 18.7.5) errechnet sich die mittlere Anschlussleistung pro Trassenlängeneinheit (m), das ist der charakteristische Wert für die Wirtschaftlichkeit der leitungsgebundenen

Energieversorgung, zu 1,3 kW/m. Dieser Wert liegt im Bereich zwischen 0,75 kW/m (Biogas-Mikronetz 1) und 1,7 kW/m (Biogas-Mikronetz 4).

Die Kosten des Leitungsbau, berechnet nach den spezifischen Richtwerten der einzelnen Rohrdimensionen (Kap. 9.2.4.6.1), betragen

- 82.500 € ohne Kosten der Hausanschlüsse respektive,
- 91.800 € inklusive der Kosten der Hausanschlüsse.

Auf die Leitungslängen bezogen, errechnen sich die spezifischen Leitungskosten zu (siehe Anhang Tabelle 18.7.6):

- 98 €/m ohne Kosten der Hausanschlüsse respektive,
- 81 €/m inklusive der Kosten der Hausanschlüsse.

Die Ergebnisse der Netzberechnung dieses standortbezogenen Projekts liegen in etwa in der Mitte des Bereichs der Berechnungsergebnisse der „standortneutralen“ Mikronetze MN1 bis MN6. Dies lässt den Rückschluss zu, dass die in den Berechnungen der prototypischen Netze getroffenen Annahmen, wie:

- Netzstruktur
- Entfernungen zwischen den Abnehmern
- Leistungs-/Wärmebedarf der Abnehmer
- Lage der Biogasanlage

mit der Realität gut übereinstimmen.

14.7 Dimensionierung der Biogasanlage

Die Dimensionierung der Biogasanlage wurde, wie oben beschrieben, aus der Summe des Gasbedarfs aller Kunden berechnet. Die maximale vom Biogas-Mikronetz erforderliche Gasmenge beträgt ca. 210 m³/h Rohbiogas (rund 55 % Methangehalt), oder ca. 115 m³/h Biomethan mit rund 98 ± 2 % Methangehalt. Das entspricht in etwa einer Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von ca. 450 kW.

Wird diese Biogasanlage mit einem Rohstoffmix aus Mais- und Grassilage betrieben, so ergibt sich am Standort ein Flächenbedarf für den Rohstoffanbau von ca. 250 - 270 ha landwirtschaftlicher Fläche. Diese ist sowohl für den Rohstoffanbau wie auch für die Gärrestausbringung ausreichend vorhanden (vgl. Abschnitte 14.3 und 14.4).

In der Realität wird die Biogasanlage ganzjährig auf Nennlast betrieben, also sowohl in der Strom- als auch in der Wärmeproduktion wird auf Bandlast produziert, d.h. konstant über das gesamte Jahr. Einschränkungen in der Biogasproduktion sind nur durch Wartung und durch mögliche Störungen gegeben. Der Wärmebedarf im gemischten Gasnetz folgt einer Lastkurve mit ausgeprägten Lastspitzen im Winter, und sehr geringer Last im Sommer (vgl. Kapitel 6.4.1).

Die tatsächliche Auslegung der Biogasanlage erfolgt aufgrund der Jahreslastkurve auf eine Gasmenge von 210 Nm³ Biogas mit einem durchschnittlichen Methangehalt von 55 %. Bei dieser Größe wird im Jahresmittel der Energiebedarf der Verbraucher abgedeckt. Der Spitzenlastanteil, welcher im Winter nicht aus der Biogasanlage abgedeckt wird, wird aus dem Gasnetz oder einer Backup-Speicher bezogen. Im Gegenzug wird das überschüssige Biogas im Sommer in das Mitteldruckspeicher eingespeist. Die Voraussetzung dafür ist die Aufbereitung von Biogas auf die Erdgasqualität. Die Speichergröße wird so dimensioniert, dass der Gasverbrauch im Winter vollständig abgedeckt werden kann, vorausgesetzt hat die Biogasanlage im Sommer den für Winter notwendigen Gasüberschuss.

14.8 Lastmanagement

Die Biogasanlage wird kontinuierlich über das gesamte Jahr betrieben. Ein wesentlicher Vorteil am untersuchten Standort ist das Vorhandensein eines Ergasanschlusses im Südteil des Ortsgebietes. Diese kann als Backup für das geplante Biogas-Mikronetz verwendet werden. Das bedeutet, das Erdgasnetz fungiert als Lastausgleich für das Biogas-Mikronetz.

Kundenseitig benötigte Gasmengen, welche zum jeweiligen Zeitpunkt aus der Biogasanlage nicht verfügbar sind, werden aus dem Gasnetz zugekauft und nachgespeist. Dies ist bis hin zur Gesamtversorgung im Falle eines Totalausfalles der Biogasanlage möglich. Damit ist ein redundantes System mit äußerst hoher Versorgungssicherheit der Kunden gegeben.

Im Sommer ergibt sich bei konstanter Biogasproduktionsmenge, aber sehr geringem Verbrauch der Kunden, ein Gasüberschuss. Dieser Biogasüberschuss kann nach der Aufbereitung (CO_2 -Abscheidung) in das Ergasnetz eingespeist werden.

Daher ergeben sich hinsichtlich Lastmanagements folgende Möglichkeiten:

- Abdeckung der stündlichen bis täglichen Schwankungen über eine drucklose Gashaube über dem Fermenter.
- Abdeckung von tages- bzw. jahreszeitlichen Bedarfsspitzen im Gasverbrauch durch Nachspeisung aus dem Erdgasnetz.
- Ausfallsicherheit: Im Falle von Störfällen in der Biogasproduktion kann der Gasbedarf jederzeit über Erdgas gedeckt werden, und damit eine nahezu 100-prozentige Verfügbarkeit garantiert werden.
- Im Falle einer Überproduktion von Biogas, soll auch die vollständige Gasaufbereitung auf Erdgasqualität wirtschaftlich analysiert werden. Die Gasaufbereitung ermöglicht einerseits eine Vorratsspeicherung von Sommerüberschüssen als Biomethan und anderseits die Nutzung von marktüblichen Gasgeräten. Die Einspeisung von Gasüberschüssen in das Erdgasnetz ermöglicht außerdem eine höhere Energieeffizienz des Gesamtsystems und erlaubt auf Hoch- und Mitteldruckspeicherung sowie Bau von aufwendigen und teuren Speichersystemen in einem Mikronetz zu verzichten.

14.9 Wirtschaftlichkeit des Biogas-Mikronetzes

Die Wirtschaftlichkeit des Biogas-Mikronetzes wird an dieser Stelle nicht mehr explizit behandelt. In Kapitel 15 wurde die Wirtschaftlichkeit von Biogas-Mikronetzen in Bezug auf die verschiedenen technischen Varianten des Lastmanagements detailliert untersucht. Dort wurde dieses Ortsnetz (Ländliches Ortsnetz) als Basis für wirtschaftliche Betrachtung eines Mikronetzes zugrunde gelegt.

14.10 Conclusio Standortkonzept

Aufgrund der für das Pilotprojekt ausgearbeiteten Ergebnisse erscheint die Errichtung einer Biogasanlage auf Basis von NAWAROs unter Einbeziehung der in der Umgebung verfügbaren Gülle sinnvoll. Die Biogasanlage wird auf eine Gasproduktionsleistung von rund 210 Nm³ bzw. 115 Nm³ Biomethan mit 98 % CH₄ (siehe Mikronetz Typ 1a und 1b: „ländliches Ortsnetz“ mit Backup-System) ausgelegt. Diese Leistung basiert auf dem Biogas-Mikronetz, welches auf dem Energiebedarf der zu versorgenden Gebäude beruht.

Besonders vorteilhaft ist das Lastmanagement über den Anschluss an das Erdgasnetz. Über das Erdgasnetz kann im Winter, zu Hochlastzeiten, das fehlende Gas nachgespeist und Gasüberschüsse im Sommer können in das Erdgasnetz eingespeist werden. Im Jahresmittel ergibt sich eine ausgeglichene Energiebilanz. Im Jahresdurchschnitt wird genau so viel Energie aus der Biogasanlage zur Verfügung gestellt, wie von den Kunden benötigt wird. Durch das Erdgasnetz entfallen auch aufwendige und teure Speichersysteme.

Für diesen Fall ist im Kapitel 15.4.2.2 „Mittleres biogenes Deckungspotenzial des Mikronetzes Typ 1b“ die eingehende Analyse der Wirtschaftlichkeit der Abdeckung von Lastspitzen (in den Wintermonaten) mittels Erdgasübergabestation dargestellt. Die Gaskosten im Mikronetz betragen dabei 0,65 €/m³ und sind somit mit den aktuellen (01.12.2007) Net togaspreisen für Privatverbraucher vergleichbar. Weitere Ausführungen zu der Wirtschaftlichkeit von Biogas-Mikronetzen sind im Kapitel 15 dargestellt.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung belegt auch, dass dieses Projekt mit dem Anschluss an das Erdgasnetz konkurrenzfähig zu einer Erdgasversorgung und zu anderen Energieträgern ist. Ein zusätzlicher Vorteil des Biogas-Mikronetzprojektes ist es, dass das Güllemanagement für landwirtschaftliche Betriebe erleichtert wird, und zusätzliche Investitionen bei den Betrieben entfallen. Bei der Gülleausbringung auf landwirtschaftliche Flächen wird die Geruchsbelästigung für die Anrainer reduziert, da die vergorene Biogasgülle geruchsneutral ist.

15 Kostenstruktur und Wirtschaftlichkeit

In diesem Kapitel soll, ausgehend von den im Kapitel 6 ermittelten theoretischen Dimensionierungen der prototypischen Biogas-Mikronetze, eine Optimierung der Wirtschaftlichkeit der Biogas-Mikronetze vorgenommen werden. Es wird daher auf die erwähnten technischen Einrichtungen für das Lastmanagement und deren Kosten (siehe Kapitel 7) und die Netz- und Leitungsbaukosten aus dem Kapitel 9 zurückgegriffen.

Zuerst werden die Methodik der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung und das im Zuge des Projekts entwickelte Simulationstool „HEI Micronet“ beschrieben. Danach werden die Basisdaten (Investitions- und Betriebskosten) in einzelne Kostenblöcke unterteilt. Die erwähnte Aufteilung ermöglicht eine genauere und detaillierte Betrachtung des Gesamtsystems. Diese systemrelevanten Daten wie:

- spezifische Biogasgestehungskosten,
- spezifische Kosten für Biogas aus dem Speicher und
- spezifische Kosten für Erdgas und Flüssigerdgas aus dem Backup-System

werden aufbauend auf die erhobene Basisdaten gewonnen.

15.1 Methodik der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung besteht aus:

1. Zusammenstellung und Aufbereitung der technischen und betriebswirtschaftlichen Basisdaten.
2. Berechnung der unterschiedlich anfallenden Kosten auf ein Basisjahr. Hierbei kommt die Annuitätenmethode zur Anwendung.

Die Basisdaten beinhalten wiederum die Investitions- und Betriebskosten für die benötigten Anlagen(teile).

Annuitätenmethode (NAKICENOVIC 2005)

Bei der Annuitätenmethode werden die durchschnittlichen Jahreskosten ermittelt, die sich für die Nutzungsdauer der Investition unter der Berücksichtigung des Kalkulationszinsfußes und der jeweiligen Preissteigerungsraten ergeben. Bei der Annuitätenmethode werden die folgenden Kostengruppen unterschieden:

- **Fixe Kosten** (Kapitalgebundene Kosten, einschließlich Instandhaltung) und
- **Variable Kosten** (Verbrauchsgebundene Kosten und betriebsgebundene Kosten).

Die jährlichen Belastungen aus diesen Gesamtinvestitionen setzen sich zusammen aus:

- der **Abschreibung** und

- den **Zinsen**.

Die Abschreibung und Zinsen werden Annuität genannt und als gleich bleibende Zahlung (Annuität der Investition (A)) angesetzt.

$$A = \alpha \cdot I \quad \text{Gl. 10}$$

α : Annuitätenfaktor,

I : Investitionskosten

Das Zuordnen von Investitionen auf die Annuitäten über die Abschreibungsjahre einer Anlage wurde graphisch in Abbildung 148 dargestellt.

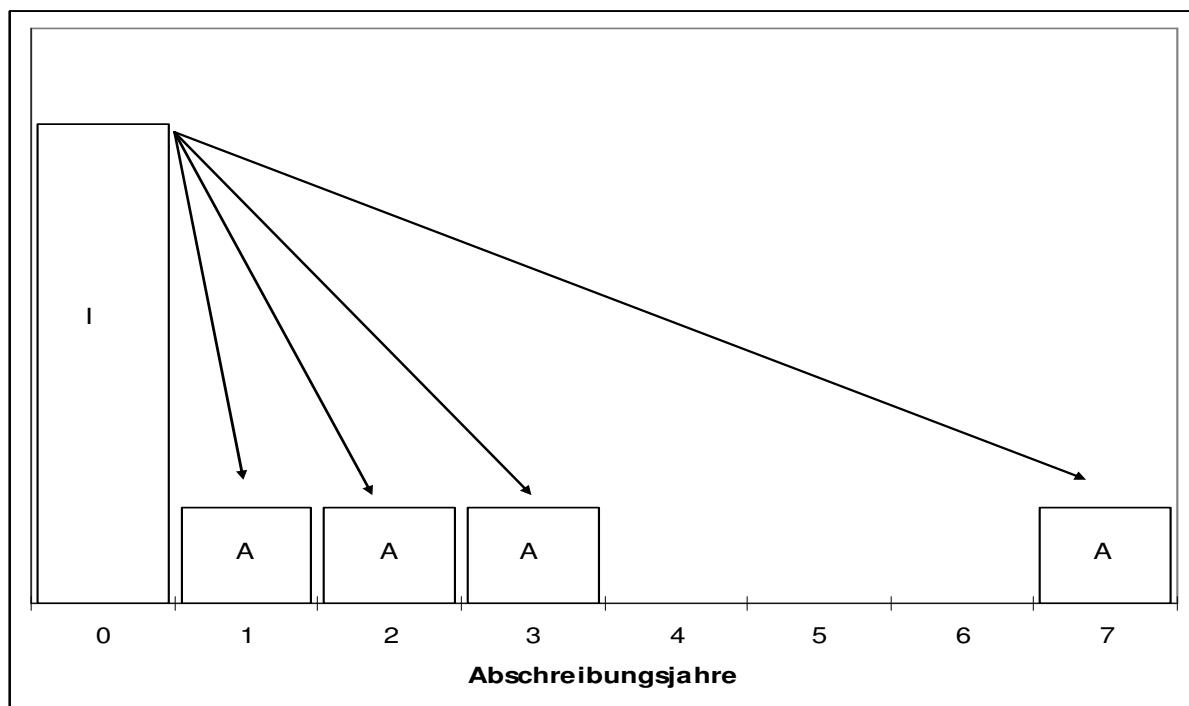


Abbildung 148: Zuordnung von Investitionskosten auf Annuitäten über die Abschreibungsjahre einer Anlage (Quelle: Nakicenovic 2005)

Zusätzlich werden alle Jahresausgaben (d.h. nicht kapitalabhängige Kosten) zu den Annuitäten hinzugerechnet. Die jährlichen, kapitalunabhängigen Kosten werden wiederum unterteilt in Betriebs- und Energiekosten.

$$K_{\text{jährlich}} = A + K_{\text{Betrieb}} + K_{\text{Energie}} \quad \text{Gl. 11}$$

15.2 Erweitertes Simulationstool „HEI Micronet“

Zur Analyse der Wirtschaftlichkeitsberechnung der entwickelten prototypischen Biogas-Mikronetzstrukturen wurde das entwickelte Simulationstool „HEI Micronet“ um die zuvor dargestellte Wirtschaftlichkeitsberechnung erweitert. Im Zusammenhang mit der Wirtschaftlichkeitsanalyse wird das Simulationstool um folgende Inputdaten erweitert:

- Investitions- und laufende Kosten der einspeisenden Biogasanlage,
- Investitions- und Betriebskosten der „Biogasaufbereitung“ (bestehend aus Biogasaufbereitungsanlage (Membrantechnik), Odorierungsanlage und Verdichtungsanlage)
- Investitions- und Betriebskosten für die erwähnten Backup-Systeme, Biogasspeicher sowie
- Kosten für den Netz- und Leitungsbau.

Das erweiterte Simulationstool „HEI Micronet“ liefert, basierend auf den neuen Inputdaten wie: Speicherkapazität, vorhandene Biogasüberschussgas, Bedarf an das Zusatzgas, die Gesamtkosten des Biogases im Biogas-Mikronetze.

15.3 Inputdaten (Kostenblöcke)

Die beschriebenen, prototypischen Biogas-Mikronetze unterscheiden sich hinsichtlich der Verbraucherstruktur und der Backup-Systeme (Flüssigmethan oder Erdgas). Die Kosten eines Biogas-Mikronetzes können in einzelne Bereiche oder in so genannte „Kostenblöcke“ unterteilt werden. Jeder Kostenblock ist ein abgeschlossenes Teilsystem des gesamten Biogas-Mikronetzes. Die Kostenblöcke (Abbildung 149) werden zunächst einzeln dargestellt und danach wiederum in detaillierte Kostenblöcke (Teilprozesse) unterteilt. Mit der Ermittlung der Biogasgestehungskosten werden die Kostenblöcke für eine Gesamtbetrachtung miteinander verbunden. Diese Kostenblöcke sind:

- Biogasanlage (ggf. inkl. BHKW für Überschussverwertung)
- Biogasaufbereitungsanlage (Aufbereitung auf Erdgasqualität, inkl. Odorierung und Verdichtung, etc.)
- Backup-System (inkl. Gasspeicher)
- Leitungsnetz

Die Investitions- und Betriebskosten der dargestellten Kostenblöcke werden an die Dimensionierung eines prototypischen Biogas-Mikronetzes und eingesetzten Technologien angepasst.

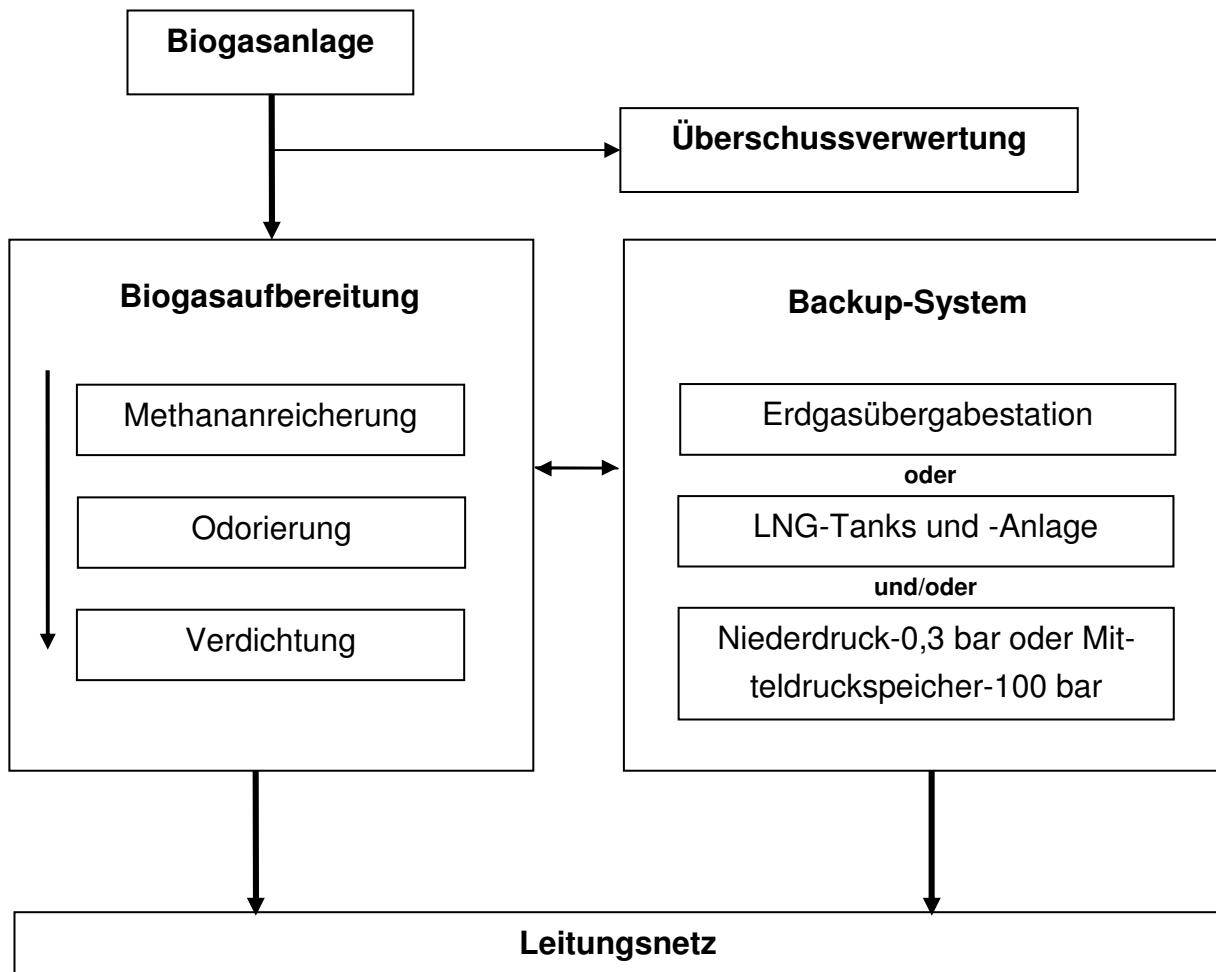


Abbildung 149: Kostenblöcke eines prototypischen Biogas-Mikronetzes

15.3.1 Kostenblock Biogasanlage

Die Kosten für eine Biogasanlage wurden in Investitions- und laufende Kosten unterteilt. Als Referenz wurde eine Anlagegröße von 500 kW_{el} (~130 m³/h Erdgasäquivalent) angenommen (THÖNI 2007). Um die Kosten der Anlagengröße von 250 kW_{el} und 750 kW_{el} zu ermitteln wurden die erhobenen Daten einer 500 kW_{el} Anlage in Anlehnung an AMON ET. AL. (2007) interpoliert.

15.3.2 Kostenblock Biogasaufbereitung

Der Kostenblock Biogasaufbereitung besteht aus Methanreicherungsanlage bzw. Anlage zu Abtrennung des CO₂, Odorierungsanlage und einer Verdichtungsanlage. Diese werden im Folgenden einzeln näher beschrieben.

Biogasaufbereitungsanlage (Membrantechnologie)

Die Biogasaufbereitungsanlage übernimmt die Entschwefelung und die Abtrennung des CO₂ aus dem Biogases. In weiterer Folge wird das methanreiche Gas, in folgendem Biomethan, odoriert um den Spezifikationen von ÖVGW G31 zu entsprechen. Die Entschwefelung des Biogases wird durch Zugabe von einem neuartigen Entschwefelungsmittel der Firma Lukaneder in die Biogasanlage erreicht, bei dem das entstehende Biogas bereits auf <10ppm Schwefelwasserstoff gereinigt wird und ohne weitere Entschwefelung für Einspeisung in das Netz oder Verwertung als Treibstoff geeignet ist (LUKENEDER 2008). Die Investitionskosten einer Biogas-Aufbereitungsanlage mit einem Durchsatz von rund 260 m³/h Erdgasäquivalent, bei einem Methangehalt von ca. 97 %, betragen zwischen 350.000,00 € - 400.000,00 €. Die Betriebskosten dieser Anlage liegen bei etwa 0,0525 €/m³ Gas (Fa. AXIOM 2008). Das abgetrennte CO₂ mit geringem Methananteil 1-2 % (durch Methanschlupf bei der CO₂ Abtrennung) wird zur Vermeidung der Methanemissionen dem BHKW der Biogasanlage zugeführt.

In jedem der in weiterer Folge betrachteten Biogas-Mikronetze wird unter dem Begriff Biogas das Gas nach Ö-Norm (ÖVGW G31) mit mind. 97 % Methananteil verstanden.

Die Gasaufbereitung auf Erdgasqualität ist Voraussetzung für den Vertrieb von Biogas in Netzen mit privaten Kunden oder in Mikronetzen mit gemischem Kundenkreis (Privat- und Geschäftskunden vgl. Kapitel 10.8).

Odorierungsanlage:

Die Odorierung selbst ist in erster Linie eine Sicherheitsmaßnahme. Odoriertes Gas, das aus undichten Hausinstallationen oder unbeabsichtigt aus Gasverbrauchseinrichtungen entweicht, soll durch den charakteristischen Geruch erkannt werden (GASODORIERUNG 2005). Eine Odorierungsanlage führt das Odoriermittel dem Gasstrom zu. Die Art der eingesetzten Odorierungsanlage hängt von den betrieblichen Voraussetzungen ab. Es gibt grundsätzlich zwei unterschiedlichen Verfahren für die Odorierung:

1. Mengengesteuerte Dosiereinrichtung mit Pumpe (Einspritzdosierung) und
2. Teilstromverfahren (Bypass- Odorierung).

Nach Angabe der Firma „HEAT wärmetechnische Anlagen Ges.m.b.H.“ wird die Bypass-Odorierung bei kleineren Stationen eingesetzt. Dieses System ist eine kostengünstige Lösung, die bei einfacherem Anlageaufbau eine ausreichende Genauigkeit bietet. Basierend auf den simulierten Daten, im Zusammenhang mit der mittleren Biogasproduktion und dem maximal entnommenen Biogas aus dem Biogasspeicher, ist eine Bypass- Odorierungseinrichtung mit einem maximalen Biogasdurchsatz von ca. 750 m³/h vorgesehen (HORNBACHNER ET AL. 2005). Die gesamten Investitionskosten für die erwähnte Odorieranlage liegen bei rund 3.800,00 € (HEAT 2008).

Biogasspeicher

Die unterschiedlichen Speichertechnologien und deren Investitionskosten wurden in Kapitel 7 dargestellt. Bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde nach einer Interpolation der Speichergrößen und deren Investitionskosten die kostengünstigste Speichertechnologie ausgewählt. Bei den prototypischen Biogas-Mikronetzen mit einem starken Jahreslastgang wurden auch Speichertechnologien mit großen Speichervolumina bis zu einigen 10.000 m³ vorgesehen. Diese sollten das vorhandene Überschussgas über die Sommermonate speichern können. In diesem Zusammenhang werden folgende Speichertechnologien eingesetzt. (Mehr dazu in Kapitel 7).

1. Niederdruckspeicher (ND-Speicher).
2. Mitteldruck- Rohrspeicher (MD-Speicher).
3. Mini-LNG-System.
4. Flüssigmethantanks (FMT)

Verdichtung

Der Betriebsdruck des Gases im Leitungsnetz beträgt zwischen 1,2 und 1,3 bar(a) (vgl. Kapitel 9). Um mit dem erwähnten Druck das Gas in das Leitungsnetz einspeisen zu können, wird eine Verdichtungsanlage für die Anpassung des Druckes vor dem Einspeisepunkt benötigt. Als Referenzanlage wurde ein Gasverdichter mit einem Ausgangsdruck von 1,3 bar(a) mit einem Volumenstrom von rund 250 m³/h und einer elektrischen Anschlussleistung von ca. 10,5 kW_{el} gewählt (Iks GROUP 2008).

15.3.3 Kostenblock Backup-System

Die prototypischen Biogas-Mikronetze weisen zwei unterschiedliche Backup-Systeme auf. Die entsprechenden Investitions- und Betriebskosten der Backup-Systeme und deren Dimensionierungen wurden in Kapitel 7 detailliert dargestellt. In der Wirtschaftlichkeitsanalyse wurden auch die Energiekosten der Backup-Systeme berücksichtigt. Die höheren Anschaffungskosten für Flüssigmethan in den Wintermonaten wurden ebenso mit aufgenommen.

Erdgaspreis

Detaillierte Informationen über die Zusammensetzung des Gaspreises und die Entwicklung der Haushaltsgaspreise der letzten Jahre können den Webseiten der E-Control oder Statistik Austria und Wienenergie entnommen werden. Der durchschnittliche Erdgaspreis (= Energiepreis) für Haushaltskunden in Österreich betrug im Jahr 2007-2008 etwa 0,580 €/Nm³ (ohne MWSt, inklusive Netzgebühren).

15.3.4 Kostenblock Leitungsnetz

Die Kosten für den Netz- und Leitungsbau der prototypischen Biogas-Mikronetze ergeben sich aus den erhobenen Daten (siehe Kapitel 9, Tabelle 38). Tabelle 52 bietet eine Zusammenfassung der Leitungsbaukosten.

Tabelle 52: Spezifische Leitungsbaukosten für prototypische Biogas-Mikronetze

Biogas-Mikronetz	Ländliches Ortsnetz	Gewerbegebiet	Gemischtes Gebiet
	[€/tlfm]		
Spezifische Kosten	78	116	86

15.3.5 Kostenblock Überschussverwertung

Als Standardverwertungsvariante des Biogasüberschusses im Mikronetz ist die Verstromung des Biogases nach Ökostromtarif vorgesehen. Für das aufbereitete Biogas stehen auch grundsätzlich andere Verwertungsmöglichkeiten wie Einspeisung in das öffentliche Gasnetz oder Verkauf als Treibstoff zur Verfügung.

Die Einspeisung in das öffentliche Gasnetz ist für die Varianten mit hohem Gasüberschuss die beste Lösung, da nahezu unbegrenzte Gasmengen verwertet werden können. Dagegen ist bei einer Gas-Tankstelle nur eine begrenzte Gasmenge absetzbar.

Die Investitionskosten für eine Biogastankstelle inklusive Gasaufbereitung betragen zwischen 400.000 € - 440.000 € (BALA 2007). Exklusive der Gasaufbereitung liegen die Investitionskosten einer CNG-Tankstelle je nach Leistung und Dispenseranzahl zwischen 150.000 und 200.000 € (SAMTECHGAS, 2008).

15.3.6 Spezifische Kosten einzelner Kostenblöcke der Biogas-Mikronetzen

Nach Ermittlung der Investitions- und Betriebskosten einzelner Anlagenbestandteile lassen sich spezifische Kosten der einzelnen Kostenblöcken bzw. Energieträger für unterschiedliche Versorgungsvarianten und Überschussverwertung berechnen. In Abbildung 150 sind die spezifischen Kosten einzelnen Kostenblöcke bezogen auf ein m³ Gas für die Versorgungssituation hohes biogenes Deckungspotential (ca. 2,3 Mio. m³ Gasproduktionsvolumen) bei unterschiedlichen Überschussverwertung (Netzeinspeisung, saisonale Speicherung oder Biogas-Tankstelle) beispielhaft dargestellt. Vergleichend sind auch die Gaskosten für die Biogaseinspeisung in das öffentliche Gasnetz (erste Säule) sowie ein Mikronetz mit ausschließlicher Nutzung von Flüssigmethan (LNG) als Energiequelle dargestellt (letzte Säule, Abbildung 150).

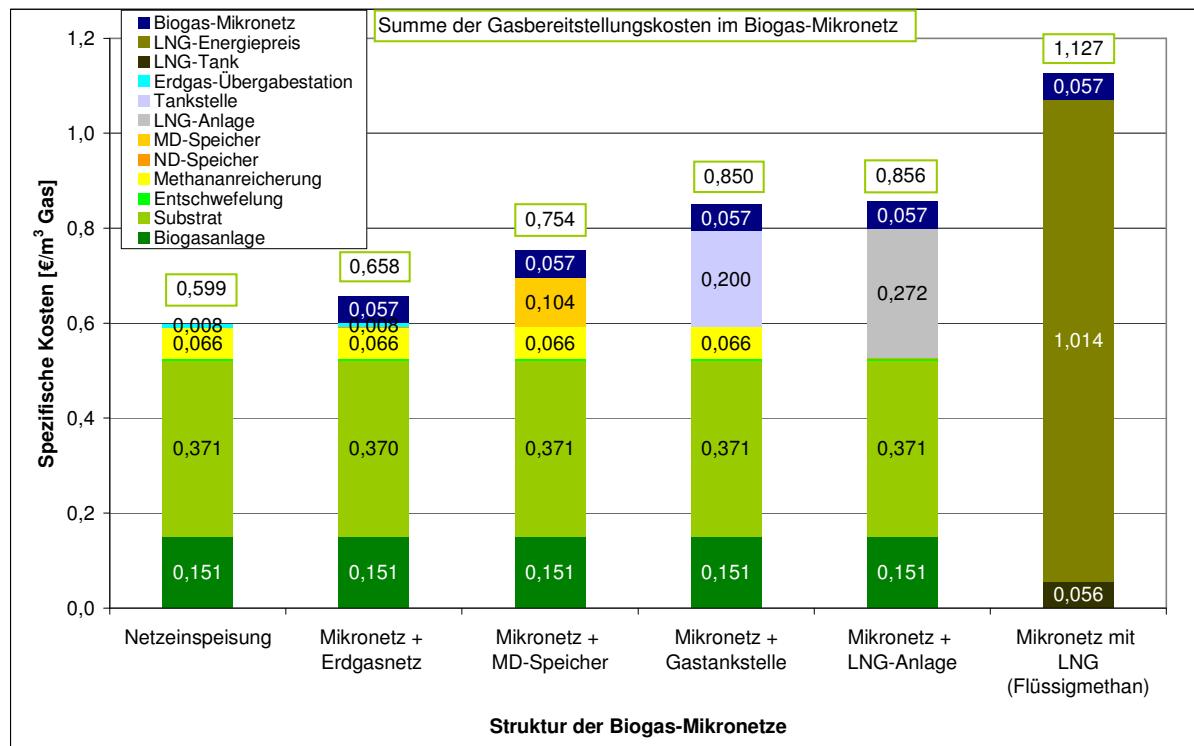


Abbildung 150: Spezifische Kosten einzelner Komponenten eines prototypischen Biogas-Mikronetzes

Wie aus Abbildung 150 ersichtlich, tragen das Substrat, die Biogasanlage und die Speichersysteme des Lastmanagements die höchsten spezifischen Kosten zum Gestehungspreis von Biomethan in einem Biogas-Mikronetz bei.

Die günstigste Option sowohl für das Lastmanagement als auch für die Verwertung von Gasüberschüssen stellt ein Anschluss an das Erdgasnetz dar. Wobei in diesem Fall mit nicht unerheblichen Kosten für die Bereitstellung der Leistung (abhängig von Gasverbrauch und jeweiligen Erdgasversorger) und den Netzkosten zum nächsten Netzanschluss gerechnet werden muss. Die Gasaufbereitung und die Kosten des Mikronetzes betragen jeweils rund 10 % der Gasgestehungskosten.

Wird in einem Biogas-Mikronetz zur Abdeckung der Lastspitzen das Flüssigmethan (LNG) eingesetzt, so steigen die Gaskosten im Mikronetz entsprechend dem eingesetzten LNG-Anteil stark an, da die Anschaffungskosten für LNG wesentlich höher sind als für Biomethan. Deshalb hat das Lastmanagement (Brennstoffwechsel „fuel switch“, Lastabwurf etc.) entscheidenden Einfluss bei der Optimierung von Gaskosten im Biogas-Mikronetz.

Um die Gaskosten im Biogas-Mikronetz gering zu halten sollten optimale Speichersysteme, Quellen für Zusatzgas und die Maßnahmen für das Lastmanagement genutzt werden. Auf der Erzeugerseite kann durch die Optimierung der Erzeugungskosten von Biogas und Nutzung von kostengünstigen Rohstoffen ebenfalls eine Gaskostenreduktion erreicht werden.

15.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Durch die Erweiterung der Berechnungsparametern im Simulationstool „HEI Micronet“ wurde die Optimierung der theoretischen Auslegung der prototypischen Biogas-Mikronetze für drei unterschiedlichen Versorgungsvarianten - hohes, mittleres und niedriges biogenes Deckungspotential (siehe Kapitel 5) - vorgenommen.

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse der jeweiligen Versorgungsvarianten und der entsprechenden Backup-Systeme (siehe Kapitel 6.4.1) ergibt die kostengünstigste Auslegung der jeweiligen prototypischen Biogas-Mikronetze.

15.4.1 Biogas-Mikronetze Typ 1a und 1b: „ländliches Ortsnetz“ mit Backup-System

Die Mikronetze Typ 1a und 1b „ländliches Ortsnetz“ zeigen einen starken Jahreslastgang. In den Sommermonaten nimmt der Verbrauch eines „ländlichen Ortsnetzes“ stark ab, wobei eine Biogasanlage eine konstante Gasproduktion über das ganze Jahr hinaus liefert.

Aufgrund dessen entsteht eine überschüssige Gasmenge, die anderwärts verwertet werden muss. Die Verstromung, Verkauf als Treibstoff über eine Biogastankstelle oder langfristige Speicherung zur Abdeckung von Lastspitzen in den Wintermonaten kommen als Verwertungsmöglichkeiten in Betracht.

In den kalten Monaten übersteigt der Gasverbrauch die Produktionskapazitäten der Biogasanlage. Deshalb ist für die Sicherung der ganzjährigen Gasversorgung im Mikronetz ein Zusatzgas erforderlich (siehe Abbildung 50, Kapitel 6.4.1).

Das im Winter benötigte Zusatzgas kann durch die Vorratspeicherung des Biogases im Sommer oder durch die Bereitstellung von konventionellem Flüssigmethan zur Einspeisung in das Mikronetz abgedeckt werden.

Als Speicheranlagen für das im „ländlichen Ortsnetz“, zusätzlich benötigte Gasmenge wurden zwei unterschiedliche Speichertechnologien in Betracht gezogen:

1. Mitteldruckrohr-Speicher mit einem maximalen Betriebsdruck von 100 bar.
2. Mini-LNG-Anlage.

Eine Speicherung von Gasüberschüssen im Sommer und deren Einsatz bei Bedarf (Wintermonate) könnte zur einen unabhängigen dezentralen Energieversorgung führen.

Die Speicherung einer großen Menge an Biogas hat zusätzlich den Vorteil, dass die Überschussverwertung gezielter durchgeführt werden kann. Z.B. die Verstromung des Überschussgases zu Spitzenlastzeiten im Stromnetz stellt auch eine interessante wirtschaftliche Option für die Überschussverwertung dar.

Die erwähnten Überschussmengen betragen in den Versorgungsvarianten „hohes biogenes Deckungspotenzial“ und „mittleres biogenes Deckungspotenzial“ rund 1,2 Mio. m³ bzw. 400.000 m³ pro Jahr.

Ausschlaggebend für den Biogaspreis der jeweiligen Versorgungsvariante sind Biogasgestehungskosten und der Preis für das Zusatzgas sowie die Investitionskosten der Speicheranlagen, in denen das im Sommer anfallende Überschussgas für die Winterperiode gesammelt wird.

In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden vier unterschiedliche Varianten des ländlichen Ortsnetzes je nach Art der Abdeckung des Zusatzbedarfs und Typ des Gasspeichers analysiert:

1. Biogas-Mikronetz Typ 1a (MN Typ 1a, FMT)

Im Mikronetz (MN Typ 1a) erfolgt die Abdeckung des Zusatzbedarfs im Winter durch Zukauf von Flüssigmethan. Das Backup-System stellt bei allen MN Typ 1a ein Flüssigmethantank (FMT) dar.

2. Biogas-Mikronetz Typ 1a mit Mini-LNG-Anlage (MN Typ 1a, Mini LNG-Anlage)

Im Mikronetz (MN Typ 1a, Mini LNG-Anlage) erfolgt die Abdeckung des Zusatzbedarfs im Winter durch Verflüssigung und Speicherung des Biogases während der Sommerzeit im FMT. Backup-System durch FMT.

3. Biogas-Mikronetz Typ 1a mit Mitteldruckspeicher (MN Typ 1a, MD-Speicher)

Im Mikronetz (MN Typ 1a, MD-Speicher) erfolgt die Abdeckung des Zusatzbedarfs im Winter durch Speicherung des Biogases während der Sommerzeit in einem Mitteldruckspeicher. Backup-System durch FMT.

4. Biogas-Mikronetz Typ 1b ohne Biogasspeicher (MN Typ 1b, Erdgasanschluss)

Im Mikronetz (MN Typ 1b, Erdgasanschluss) erfolgt die Abdeckung des Zusatzbedarfs im Winter durch die Übergabestation vom örtlichen Erdgasnetz. Der Erdgasanschluss dient in MN Typ 1b auch als Backup-System.

Die Investitionskosten jeder Variante sowie die spezifischen Kosten des Biogases und der Energieverbrauch (Verluste) der erwähnten Speichersysteme sind in Kapitel 7 detailliert beschrieben.

15.4.1.1 Hohes biogenes Deckungspotenzial

Mittels Simulationstool „HEI Micronet“ wurde für das Mikronetz Typ 1a und 1b die optimale Größe der Speicheranlage je nach Speicherart und angestrebten biogenen Deckungsgrad berechnet. Abbildung 151 stellt die jeweiligen Gaskosten im Mikronetz Typ 1a und 1b „ländliches Ortsnetz“ für die Versorgungssituation „hohes biogenes Deckungspotenzial“ in Abhängigkeit von der Speichergröße und Speichersystem dar.

Wie bereits oben beschrieben, zeigen die Mikronetze Typ 1a und 1b „ländliches Ortsnetz“ einen starken Jahreslastgang (siehe Abbildung 50, Kapitel 6.4.1). In den kalten Monaten wird für die Sicherung der Versorgung das Zusatzgas benötigt, das je nach Bezugsquelle und – zeitraum einen unterschiedlichen Preis hat. Der Einkaufspreis für Flüssigmethan ist:

- von März bis Ende Oktober 995 €/m³ und
- von November bis Ende Februar 1.845 €/m³

Mittels Simulationstool „HEI Micronet“ wurde für das Mikronetz Typ 1a die optimale Größe des Flüssigmethantanks (FMT) ermittelt (Abbildung 151). Der Flüssigmethantank soll demnach ein Mindestvolumen von 30 m³ (entspricht eine Gasmenge von 18.000 m³) haben. Bei dieser Tankgröße werden Zeitpunkt und Anzahl der Tankbefüllungen optimiert. Sie stellt somit die kostengünstigste Dimensionierung des Speichers für das im Winter benötigte Zusatzgas von rund 87.000 m³ dar. Bei dieser Variante wird ein biogener Deckungsgrad von rund 92 % erreicht.

Für das Biogas-Mikronetz Typ 1a (MN Typ 1a, FMT) werden von März bis Oktober zwei Füllungen und von November bis März drei Füllungen notwendig sein.

Durch die Speicherung der Gasüberschüsse in der Sommerperiode kann bei den Varianten 2 und 3 ein biogener Deckungsgrad von 100 % erreicht werden. Die Speichergröße für Biogas wird daher an den Gaszusatzbedarf in den Wintermonaten angepasst und beträgt rund 87.000 m³. Somit führt die Speicherung der Gasüberschüsse zur Realisierung einer völlig autarken dezentralen Gasversorgung.

Für das Mikronetz (MN Typ 1a, Mini-LNG-Anlage) betrug die, für die Abdeckung des Gasbedarfs im Winter notwendige Speichergröße 145 Nm³.

Im Mikronetz (MN Typ 1a, MD-Speicher) betrug das erforderliche Volumen des Mitteldruckspeichers 870 Nm³. Die Absicherung der Gasversorgung erfolgt über einen LNG-Tank. Das Volumen des LNG-Tanks für das Backup-System wurde, wie bei Variante 1, mit 30 Nm³ festgelegt.

Im Mikronetz 1b ist die Abdeckung des Zusatzbedarfes im Winter über das Erdgas aus dem lokalen Erdgasnetz vorgesehen. Die aktuelle Berechnung wurde mit einem Netto Ganzjahresgaspreis von 0,580 €/m³ (Netto) durchgeführt. (Quelle: Statistik Austria 2008, Gaspreis im Jahr 2007-2008 inklusive Netzgebühren, ohne Umsatzsteuer). In diesem Mikronetz ist kein Backup-Speicher erforderlich, da diese Funktion eine Erdgasübergabestation übernimmt.

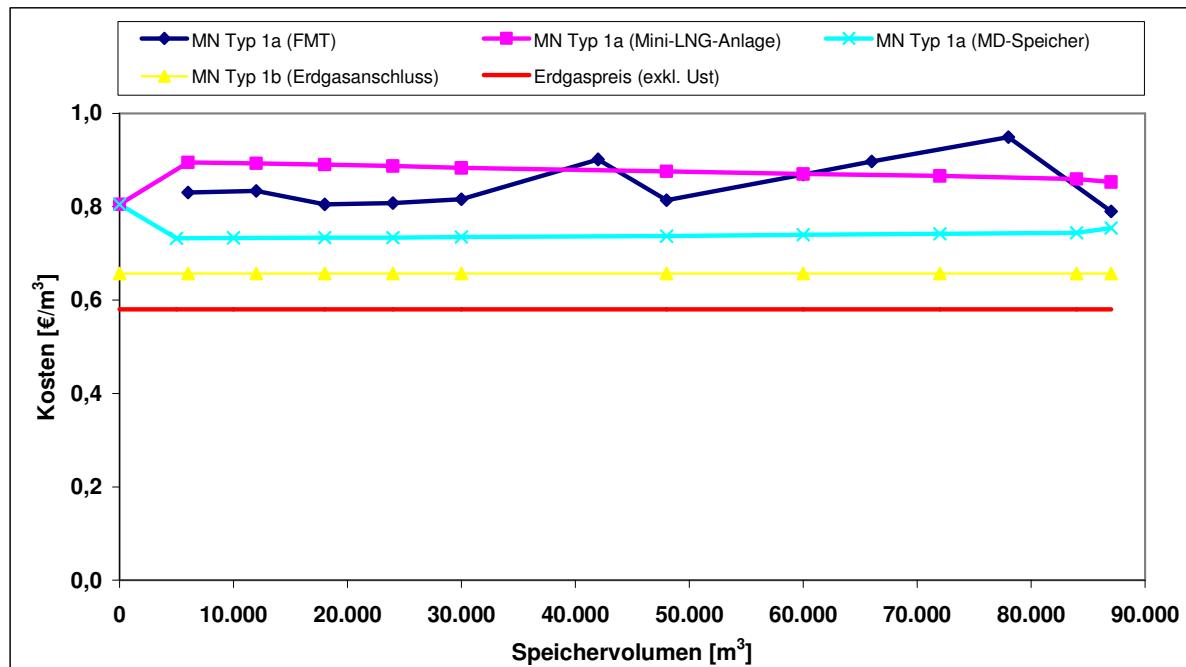


Abbildung 151: Kosten des Biogases im Mikronetz 1a und 1b bei hohem biogenem Deckungspotential in Abhängigkeit von der Speichergröße

Für die Berechnung der Gasgestehungskosten wurde die optimale Speichergröße mit erforderlichen Investitionen, Gaspreisen für Zukauf aus externen Quellen und Energieverlusten der unterschiedlichen Speichersysteme eines Mikronetzes analysiert.

Daraus ließen sich in Abbildung 152 dargestellten niedrigsten Gasgestehungskosten für das Mikronetz Typ 1a und 1b mit hohem biogenem Deckungspotential ableiten (siehe auch Tabelle 78, Anhang 20.9.1).

Die Abdeckung der Lastspitzen (in den Wintermonaten) mittels Erdgasübergabestation (Mikronetz Typ 1b) stellt mit $0,657 \text{ €}/\text{m}^3$ die kostengünstigste Variante für die Versorgung der Endverbraucher dar. Ein biogener Deckungsgrad von rund 92 % kann dabei erreicht werden.

Die Versorgungsvariante mit der Speicherung des aufbreiteten Biogases im Mitteldruckrohr-Speicher (100 bar) stellt mit den spezifischen Kosten von $0,754 \text{ €}/\text{m}^3$ und einem biogenem Deckungsgrad von 100 % die zweitgünstigste Lösung dar. Bei der Variante mit der Speicherung von Biogas in einem Mitteldruckrohr-Speicher ist zusätzlich ein FMT als Backup-System erforderlich. Diese Auslegung des Mikronetzes stellt ein wirtschaftlich attraktives Model für ein autarkes Biogas-Mikronetz dar.

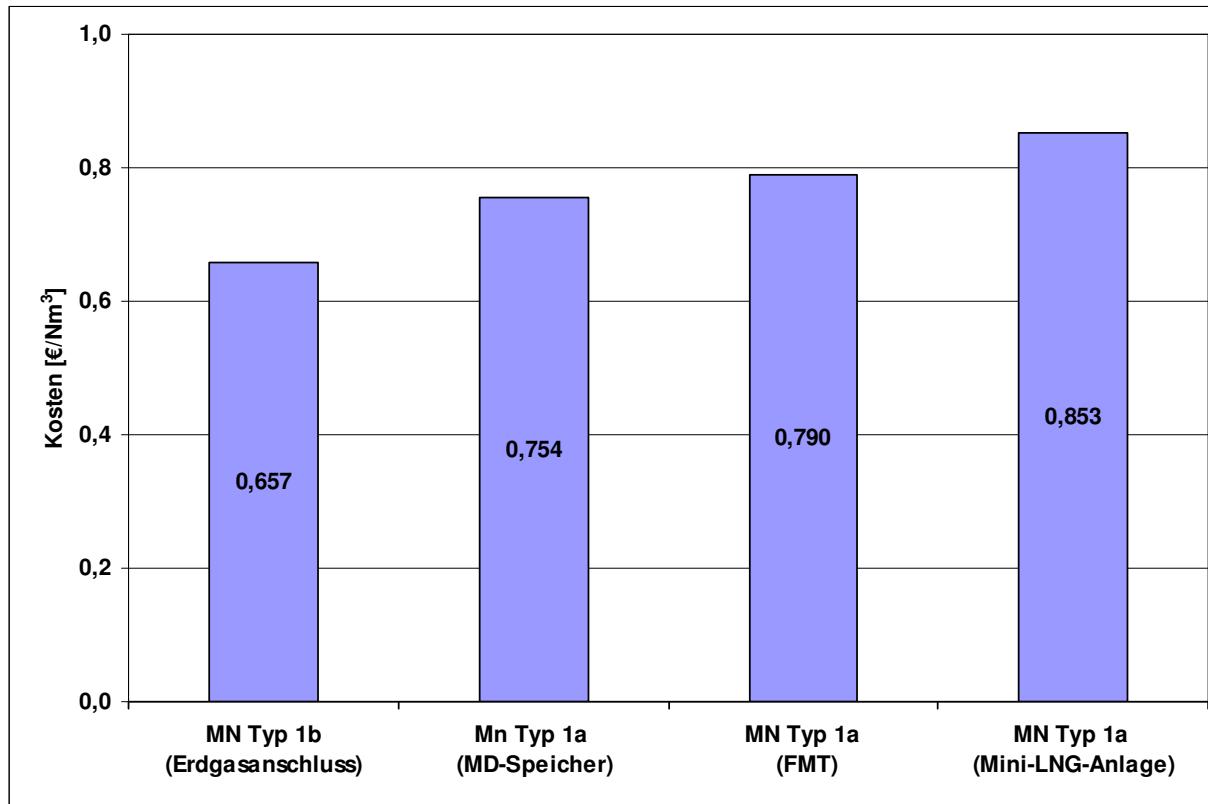


Abbildung 152: Optimierte Kosten des Biogases im Mikronetz 1a und 1b bei hohem biogenem Deckungspotential

Die Abdeckung des Zusatzgasbedarfes der Endverbraucher nur aus Flüssigmethantanks stellt die drittgünstigste Lösung für die Versorgung des „ländlichen Ortsnetzes“ dar. In diesem Mikronetz wird die zusätzlich erforderliche Gasmenge zur Gänze über den Zukauf von konventionellem Flüssigmethan gedeckt. Der biogene Deckungsgrad dieser Variante beträgt 92,34 %. Die hohen Gestehungskosten von 0,790 €/m³ Biomethan ergeben sich aufgrund der hohen Kosten für den Zukauf der erforderlichen 145 m³ LNG. Somit sind der biogene Deckungsgrad und die Kosten des Zusatzgases von entscheidender Bedeutung für den Biogaspreis im Mikronetz.

Die Verflüssigung und Speicherung des im Sommer aufbreiteten überschüssigen Biogases mit einer Mini-LNG-Anlage ist mit spezifischen Kosten von 0,853 €/m³ die kostenintensivste Lösung. Es kann dadurch allerdings ein biogener Deckungsgrad von 100 % erreicht werden. Der Vorteil der Mini-LNG-Anlage liegt auch in der Möglichkeit der Doppelnutzung von LNG-Tanks als Saisonalspeicher und als Backup-System zur Absicherung der Gasversorgung im Mikronetz. Der Nachteil dieses Systems liegt in den hohen Investitionskosten für eine LNG-Anlage, die zudem auch höhere Betriebskosten für das gesamte System verursacht.

Eine Überschussmenge von rund 1,26 Mio. m³ im Mikronetz Typ 1b und eine Überschussmenge von rund 1,1 Mio. m³ im Mikronetz Typ 1a Variante 2 und 3 stehen für eine eventuelle

Einspeisung in das öffentliche Gasnetz, Verstromung, Verkauf als Treibstoff oder sonstige Überschussverwertung zur Verfügung.

Die gespeicherte Gasmenge in den Backup-Systemen deckt den Zusatzgasbedarf des jeweiligen Netzes in den Wintermonaten vollständig ab. Obwohl die abzudeckende Menge an Zusatzgas in allen Fällen gleich ist, müssen aufgrund unterschiedlicher Wirkungsgrade der Speichertechnologien, unterschiedliche Speichervolumina für die Backup-Systeme vorgesehen werden.

15.4.1.2 Mittleres biogenes Deckungspotenzial

Im Mikronetz mit mittlerem biogenem Deckungspotenzial wird von einer Produktionskapazität der Biogasanlage von 1,139 Mio. m^3 pro Jahr und einem Gasverbrauch von 1,138 Mio. m^3 pro Jahr ausgegangen. Auch bei dieser Variante stehen für die Abdeckung des Gasbedarfes im Winter die gleichen Möglichkeiten wie bei dem hohen biogenem Deckungspotenzial.

Für das Mikronetz Typ 1a wird durch die Variation der Flüssigmethantankgröße, die kosten-günstigste Auslegungsform festgelegt. Ein Tankvolumen von 250 m^3 (entspricht einer Gasmenge von 150.000 m^3) und stellt damit die günstigste Dimensionierung der Speicheranlage für das Mikronetz dar. Damit wird die benötigte Zusatzgasmenge von rund 0,42 Mio. m^3 abgedeckt. Da in diesem System keine Speicherung der Sommerüberschüsse vorgesehen ist, beträgt der biogene Deckungsgrad rund 63 %.

Bei der aktuellen Dimensionierung des Flüssigmethantanks muss der Speicher

- 2 mal im Zeitraum von März bis Ende Oktober und
- 1 mal im Zeitraum von November bis Ende Februar

befüllt werden.

Abbildung 153 und Tabelle 79, Anhang 20.9.1. stellt die mit dem Simulationsprogramm „HEI Micronet“ berechneten Kosten für die Versorgungssituation „mittleres biogenes Deckungspotenzial“ der Mikronetzen Typ 1a in Abhängigkeit von Speicherkapazität und Speicherart dar.

Im Mikronetz 1b ist die Abdeckung des Zusatzbedarfes im Winter über Erdgas aus dem lokalen Erdgasnetz vorgesehen. Diese Versorgungsvariante stellt aufgrund von geringen Erdgaskosten und Investitionen für eine Erdgasübergabestation mit 0,647 €/ m^3 die günstigste Option für die Abdeckung der Lastspitzen dar. Der biogene Deckungsgrad in diesem Mikronetz beträgt ohne Berücksichtigung der möglichen Gaseinspeisung in das öffentliche Gasnetz ca. 63 %.

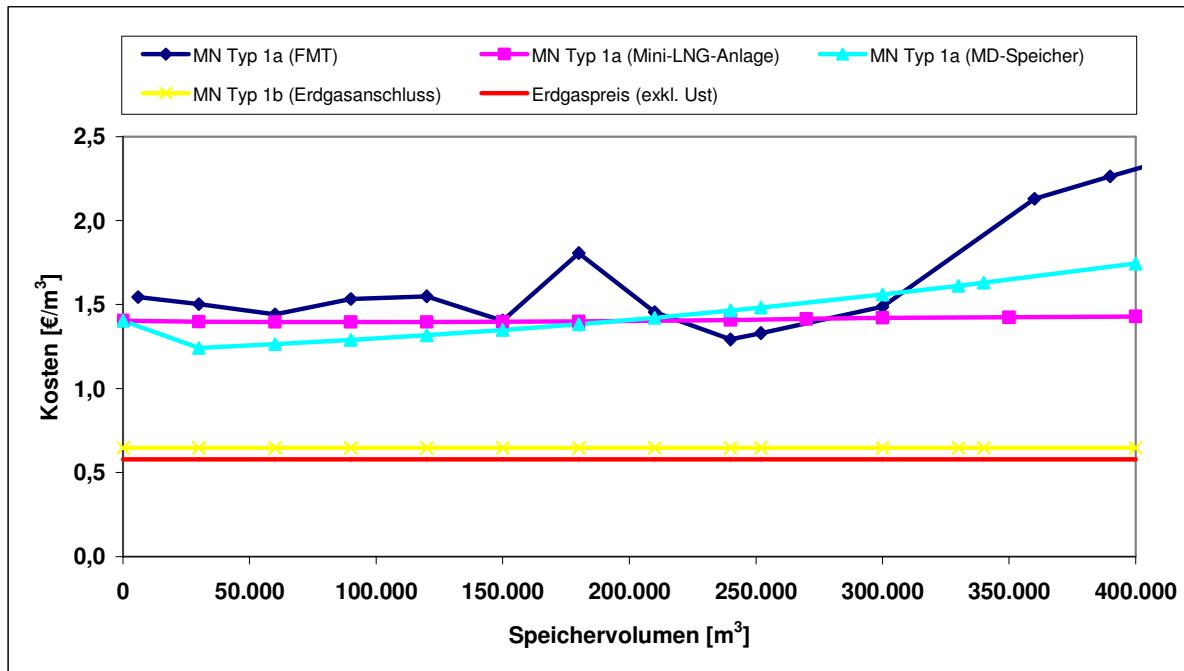


Abbildung 153: Kosten des Biogases im Mikronetz 1a und 1b bei mittlerem biogenem Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speichergröße

Im Biogas-Mikronetz Typ 1a mit Mitteldruckspeicher kann der biogene Deckungsgrad durch den Einsatz eines Mitteldruckspeichers bis zu 98 % erhöht werden. Die gespeicherte Überschussmenge deckt aber nicht den gesamten Zusatzgasbedarf in den Wintermonaten ab. Die zusätzlich benötigten Gasmengen werden als Flüssigmethan zugekauft. Die Absicherung der Gasversorgung erfolgt ebenfalls über Flüssigmethan. Das optimale Volumen des Backup-Systems beträgt 30 m³ (Abbildung 153). Die Investitionskosten für dieses Backup-System und deren Energiekosten wurden in den Berechnungen berücksichtigt.

Die Speicherung des Biogases im Mitteldruckspeicher ist mit spezifischen Kosten von 1,242 €/m³ die zweitgünstigste Lösung für die Versorgung der Endverbraucher. Der zusätzliche Gasbedarf im Winter von rund 30.000 m³ wird durch Zukauf von Flüssigmethan abgedeckt. Obwohl der biogene Deckungsgrad dieser Versorgungsvariante hoch ist, steigen die Gaskosten im Netz aufgrund von teuerem LNG stark an. Durch das entsprechende Lastmanagement (z.B. Fuel-Switch) kann der Zukauf von LNG vermieden oder reduziert werden, um die Gaskosten im Netz auf selbem Niveau wie bei hohem biogenem Deckungsgrad (0,754 €/m³) zu erhalten.

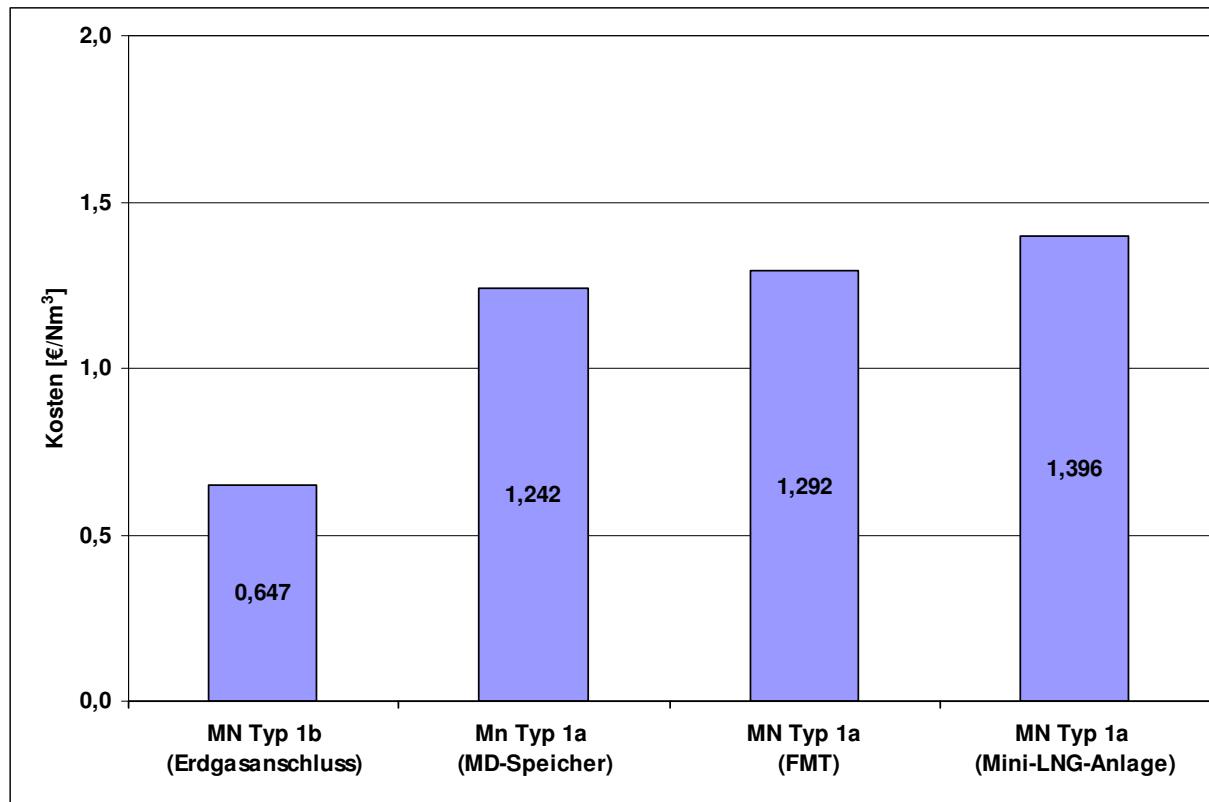


Abbildung 154: Optimierte Kosten des Biogases im Biogas-Mikronetz 1a und 1b bei mittlerem Deckungspotential

Die optimierten Kosten der Versorgungsvariante „mittleres biogenes Deckungspotenzial“ eines „Ländlichen Ortsnetzes“ bei unterschiedlichen Backup-Systemen sind in Abbildung 154 darstellt.

Für das Mikronetz (MN Typ 1a, Mini LNG-Anlage) kann durch Einsatz einer Mini-LNG-Anlage zur Speicherung des Sommerüberschusses und zur Abdeckung der Lastspitzen in den kalten Monaten ein biogener Deckungsgrad bis zu 90 % erreicht werden (siehe Abbildung 55, Kapitel 6.4.1.2).

Die Abdeckung des Zusatzgasbedarfes ausschließlich mit Flüssigmethan stellt wie in vorangegangenen Beschreibungen zu Mikronetzen die drittgünstigste Lösung mit spezifischen Kosten von 1,292 €/m³ dar. Da keine Speicherung von Gasüberschüssen im Sommer vorgesehen ist, kann in dieser Versorgungssituation ein biogener Deckungsgrad von maximal 63 % erreicht werden.

Die Verflüssigung des im Sommer überschüssigen Biogases in einer Mini-LNG-Anlage ist mit 1,396 €/m³ die kostenintensivste Lösung für die Versorgung des „ländlichen Ortsnetzes“. Dabei können zusätzlich rund 320.000 m³ Gasbedarf im Winter mit Biomethan abgedeckt werden. Der restliche Zusatzbedarf (rund 100.000 m³) wird als Flüssigmethan zugekauft. Die Speichergröße des Flüssigmethantanks beträgt dabei 400 m³ (entspricht 240.000 Nm³ Gas). Der biogene Deckungsgrad beträgt dabei 93 % des Jahresgasverbrauchs.

15.4.1.3 Geringes biogenes Deckungspotenzial

Im Mikronetz mit geringem biogenem Deckungspotenzial geht man von einer Produktionskapazität der Biogasanlage von 290.000 m³ und einem Gasverbrauch von 1,138 Mio.m³ pro Jahr aus. In diesem Zusammenhang muss zur Abdeckung des Gasbedarfes im Winter bei jeder Netzauslegung mit einer Zusatzmenge von rund 848.000 m³ gerechnet werden. In den Sommermonaten stehen höchstens 31.000 m³ Gas Überschuss zur Verfügung. Dieser Versorgungssituation kann deshalb nur für Grundversorgung eines Mikronetzes dienen. Der restliche Gas- oder Wärmebedarf muss aus anderen Quellen gedeckt werden.

Die Verflüssigung und Speicherung des im Sommer aufbreiteten Biogases ist in diesem Fall nicht sinnvoll, da die kleinste Mini-LNG-Anlage mit einer Leistung von 6 t FMT/Tag lediglich 8 Tage im Jahr auf Vollast arbeiten würde.

Die Speicherung des Biomethans im Mitteldruckspeicher (MN Typ 1a, MD-Speicher) ist ebenfalls nicht sinnvoll. Außerdem ist bei dieser Variante die Absicherung der Gasversorgung mit Flüssigmethan erforderlich. Somit würde eine Doppelgleisigkeit der Versorgung, die mit erheblichen Investitionskosten verbunden ist, entstehen.

Die Abdeckung des Zusatzbedarfs der Endverbraucher mittels Erdgas stellt mit 0,634 €/m³ die geringsten Gasgestehungskosten für Gas im Mikronetz mit geringem biogenem Deckungsgrad dar.

Wenn die Gasversorgung eines erdgasnetzfernen Gebietes gewährleistet werden muss, stellt die Nutzung von Flüssigmethan eine mögliche Versorgungsoption dar. Für das Mikronetz Typ 1a wird durch Variation der Flüssigmethantankgröße die kostengünstigste Auslegungsform festgelegt (Abbildung 155). Das Tankvolumen von 500 m³ (entspricht einer Gasmenge von 300.000 m³) stellt die kostengünstigste Dimensionierung des Speichersystems dieses Mikronetzes dar. Der biogene Deckungsgrad bei dieser Versorgungsvariante beträgt rund 22 %.

Bei dieser Speichergröße muss der Flüssigmethantank zur Abdeckung von Lastspitzen

- 2-mal von März bis Ende Oktober.
- 1-mal von November bis März

befüllt werden.

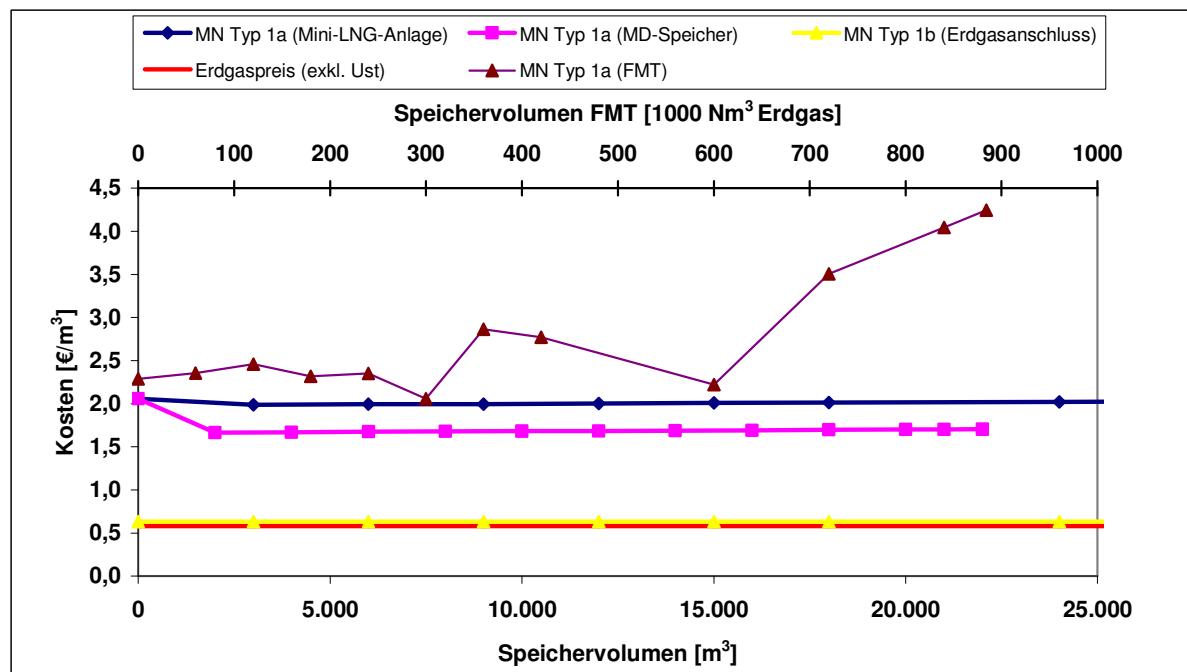


Abbildung 155: Kosten der Biogas-Mikronetze Typ 1a und 1b bei geringem biogenem Deckungspotenzial in Abhängigkeit der Speichergröße

Die optimierten Kosten für die Versorgungsvariante „geringes biogenes Deckungspotenzial“ eines „Ländlichen Ortsnetzes“ sind in Abbildung 156 und Tabelle 80 im Anhang) darstellt.

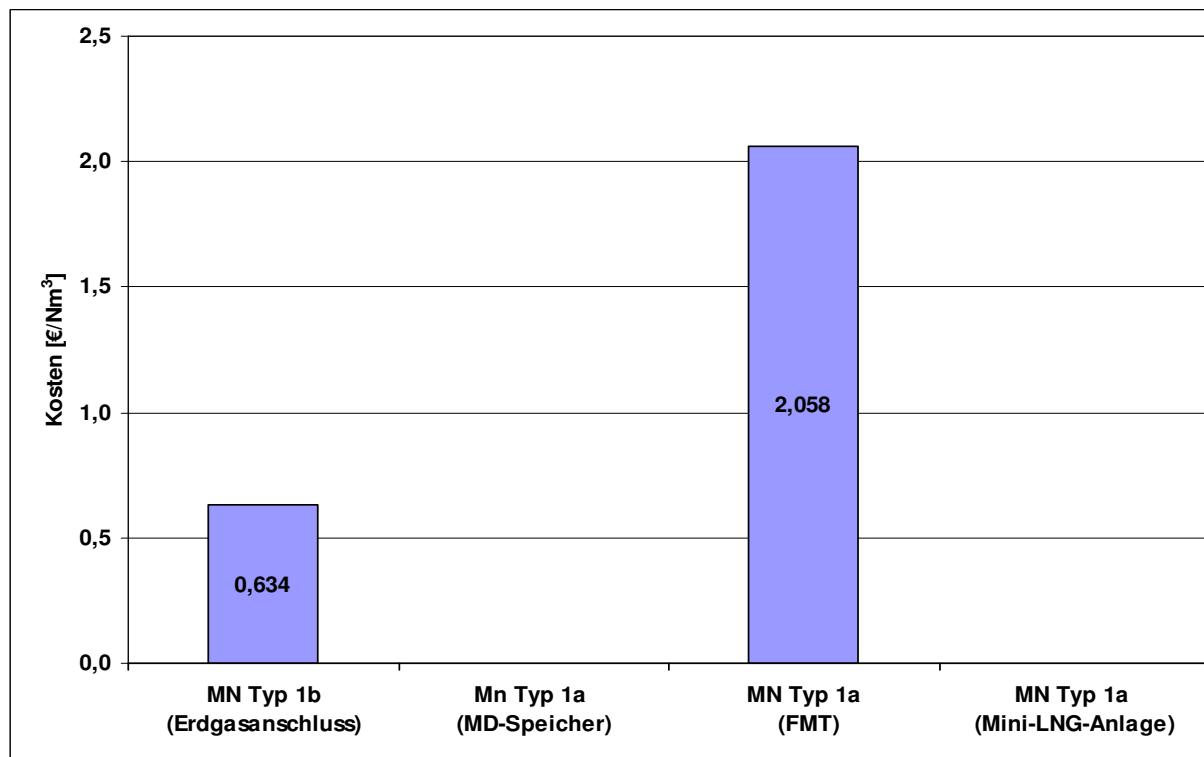


Abbildung 156: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 1a und 1b bei geringem biogenem Deckungspotenzial

15.4.2 Biogas-Mikronetze 4a und 4b „Gewerbegebiet“

Die Mikronetze Typ 4a und 4b „Gewerbegebiet“ zeigen einen mäßigen Jahreslastgang. Der Gasverbrauch ist tagsüber höher als die Produktionskapazität der Biogasanlage. Nach Betriebsschluss (meist Abendstunden und nachts) kommt es zu einem Rückgang des Verbrauchs und zur Überschussproduktion von Biogas. Somit sind der Überschuss und der Bedarf an Zusatzgas das ganze Jahr über, unabhängig von den Jahreszeiten, vorhanden.

Das zur Abdeckung der Lastspitzen benötigte Zusatzgas kann durch die Zwischenspeicherung von überschüssigem Biogas in einem Nieder- oder Mitteldruckspeicher gespeichert, sowie durch Flüssigmethan oder über eine Erdgas-Übergabestation bereitgestellt werden.

Das produzierte Überschussgas soll während des Rückgangs des Verbrauchs mit möglichst geringen Energieverlusten gespeichert und bei Bedarf (Anstieg des Verbrauchs) schnell in das Netz eingespeist werden. Dadurch können höhere biogene Deckungsgrade und geringere Gaskosten im Netz erreicht werden.

In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden vier unterschiedliche Varianten der Versorgung eines Gewerbegebiets analysiert:

1. Mikronetz Typ 4a (MN Typ 4a ND-Speicher)
2. Mikronetz Typ 4a (MN Typ 4a FMT)

Das Backup-System im Mikronetz Typ 4a ist als Flüssigmethantank (FMT) ausgeführt.

3. Mikronetz Typ 4b (MN Typ 4b ND-Speicher)
4. Mikronetz Typ 4b (MN Typ 4b Erdgasanschluss)

Im Mikronetz Typ 4b wird die Backup-Versorgung durch einen Erdgasanschluss gewährleistet.

15.4.2.1 Hohes biogenes Deckungspotenzial

Im Mikronetz mit hohem biogenem Deckungspotenzial wird von einer Produktionskapazität der Biogasanlage von 1,70 Mio.m³ pro Jahr und einem Gasverbrauch von 1,138 Mio.m³ pro Jahr ausgegangen. Die Überschussmenge von rund 790.000 m³ in der Sommerzeit steht dem Zusatzgasbedarf von ca. 220.000 m³ im Winter gegenüber. Somit kann durch Speicherung des Überschusses der Gasbedarf im Mikronetz das ganze Jahr über gedeckt werden.

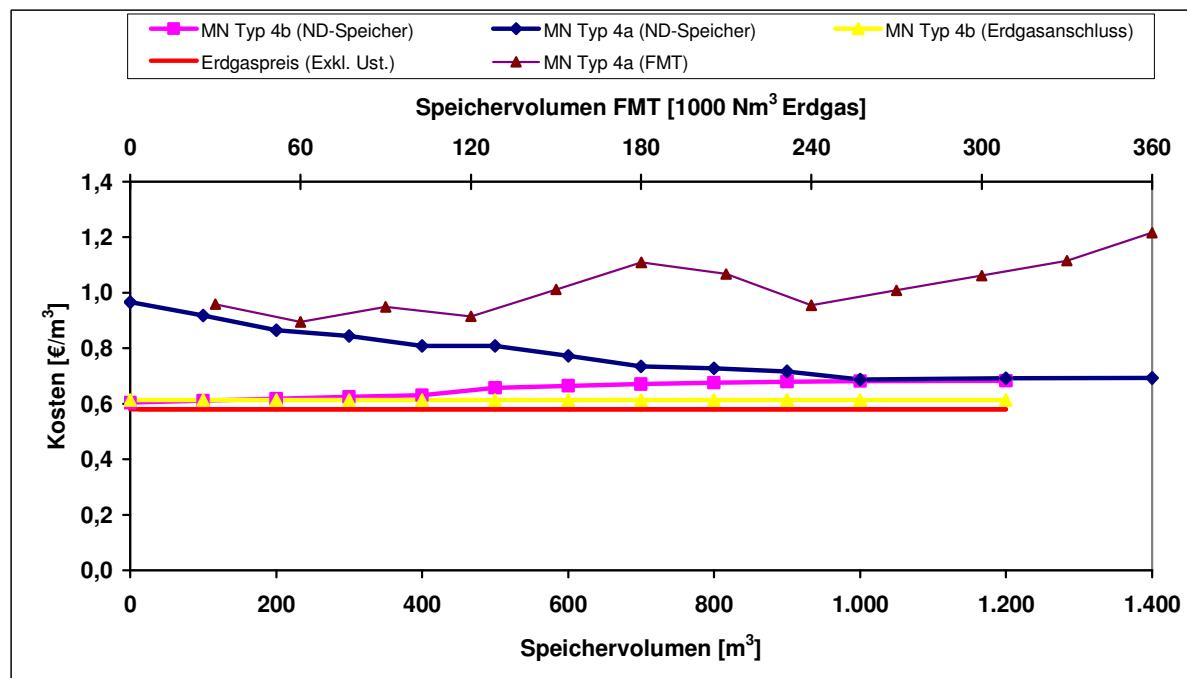


Abbildung 157: Kosten der Biogas-Mikronetze Typ 4a und 4b bei hohem biogenem Deckungspotenzial

Abbildung 157 und Tabelle 81 im Anhang stellen die durch das erweiterte Simulationsprogramm „HEI Micronet“ berechneten Kosten für die Versorgungssituation „hohes biogenes Deckungspotenzial“ der Mikronetze Typ 4a und 4b in Abhängigkeit von der Speichergröße und Speicherart dar.

Wie aus Abbildung 157 ersichtlich ist, hängt der Preis im Biogasnetz wesentlich vom eingesetzten Speichertyp ab. Der Niederdruckspeicher ermöglicht es, Tagesschwankungen im Gasverbrauch kostengünstig abzupuffern und somit die Gaskosten im Mikronetz zu minimieren. Für die aktuelle Versorgungssituation stellt der ND-Speicher mit 1000 m³ Speichervolumen das optimale Speichersystem dar.

Die Verwendung eines FMT ist aufgrund hoher spezifischen Kosten und nur geringem Zusatzgasbedarf lediglich als Backup-System sinnvoll.

Wie auch in vorangegangenen Simulationen trägt die Beimischung von kostengünstigem Erdgas zur Reduktion der Gasgestehungskosten im Mikronetz bei. Die optimierten Kosten für die Versorgungsvariante „hohes biogenes Deckungspotenzial“ eines „Gewerbegebiets“ mit unterschiedlichen Backup-Systemen sind in Abbildung 158 graphisch darstellt.

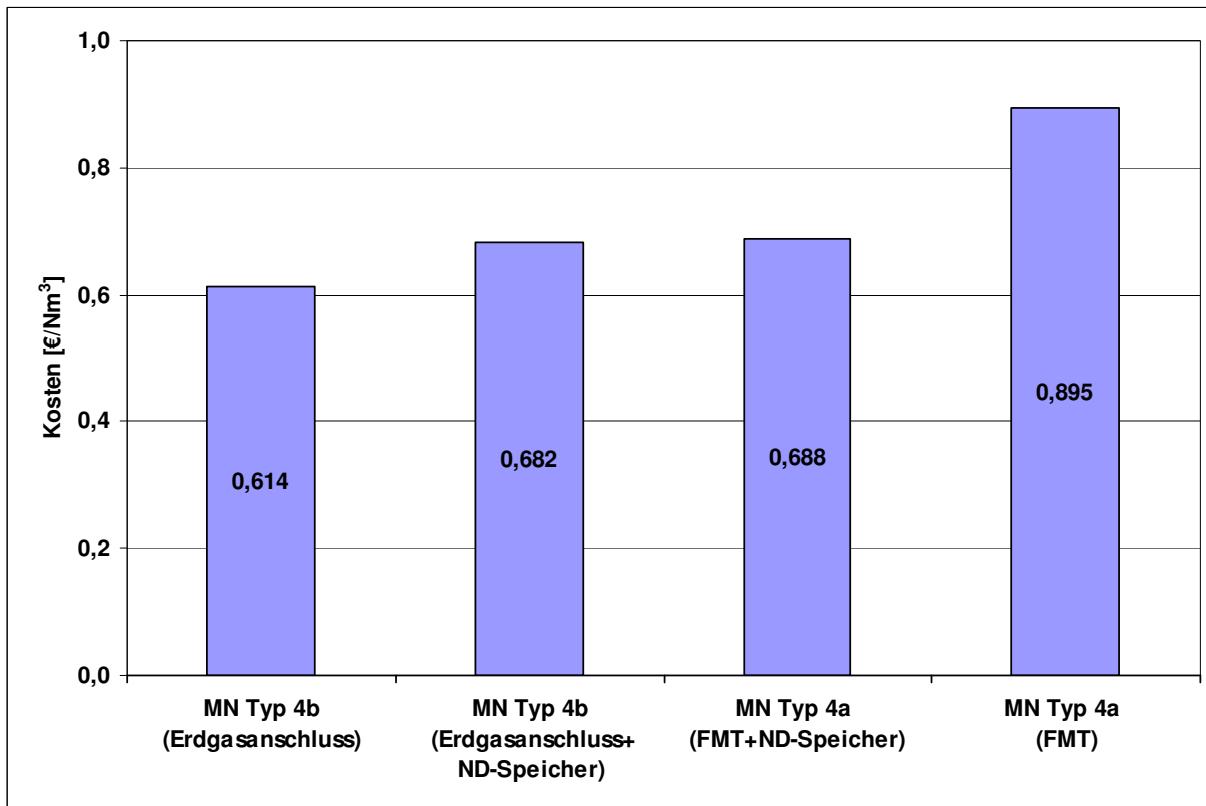


Abbildung 158: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 4a und 4b bei hohem biogenem Deckungsgrad

Die Abdeckung des Zusatzbedarfs der Endverbraucher in der Versorgungssituation „hohes biogenes Deckungspotenzial“ mittels Erdgas hat mit 0,614 €/m³ die geringsten spezifischen Kosten. In diesem Fall wird kein Biogasspeicher für die Speicherung des Überschussgases eingesetzt. Der Überschuss von rund 0,80 Mio.m³ pro Jahr kann in das Gasnetz eingespeist oder anderwärts verwendet werden. Bei dieser Versorgungssituation wird ein biogener Deckungsgrad von rund 81 % erreicht.

Die zweitgünstigste Versorgungsmöglichkeit mit spezifischen Kosten von 0,682 €/m³ ist wiederum mit dem Mikronetz Typ 4b inklusive eines Niederdruck-Biogasspeichers mit einem Volumen bis zu 1000 m³ erreichbar. Der Zwischenspeicher führt zum Anstieg des biogenen Deckungsgrads bis zu ca. 99,4 %. Der Restgasbedarf sowie die Sicherung der Gasversorgung werden mit Erdgas abgedeckt.

Das Mikronetz Typ 4a mit einem ND-Zwischenspeicher von 1.000 m³ stellt die drittgünstigste Lösung für die Versorgung der Endverbraucher dar. Die spezifischen Gaskosten von 0,688 €/m³ und der biogene Deckungsgrad von rund 99,4 % können dadurch erreicht werden. Das Backup-System kann aufgrund von hohem biogenem Deckungsgrad des Mikronetzes und einem Lastmanagement mit einem Flüssigmethantank von 20 m³ kostengünstig und Erdgasunabhängig betrieben werden.

Die Abdeckung des Tagesbedarfes und des Zusatzgasbedarfes im Winter nur mittels Flüssigmethan ist mit spezifischen Kosten von 0,895 €/m³ verbunden. Durch den Verzicht auf einen Zwischenspeicher sinkt auch der biogene Deckungsgrad im Mikronetz auf max. 81 %.

15.4.2.2 Mittleres biogenes Deckungspotenzial

Im Mikronetz mit mittlerem biogenem Deckungspotenzial wird von einer Produktionskapazität der Biogasanlage von 1,139 Mio.m³ pro Jahr und einem Gasverbrauch von 1,138 Mio.m³ pro Jahr ausgegangen.

In Abbildung 159 sind die mit dem „HEI Micronet“ berechneten Kosten für die Versorgungssituation „mittleres biogenes Deckungspotenzial“ für die Mikronetze 4a und 4b „Gewerbegebiet“ dargestellt.

Für das Mikronetz Typ 4a ohne Biogaszwischenspeicher wird durch die Variation der Flüssigmethantankgröße die kostengünstigste Auslegungsform des Mikronetzes festgelegt. Das Tankvolumen von 250 m³ (umfasst einer Gasmenge von 150.000 Nm³) stellt die kostengünstigste Dimensionierung dieses Speichersystems dar. Damit wird die benötigte Zusatzgasmenge von rund 430.000 m³ pro Jahr kostengünstig abgedeckt.

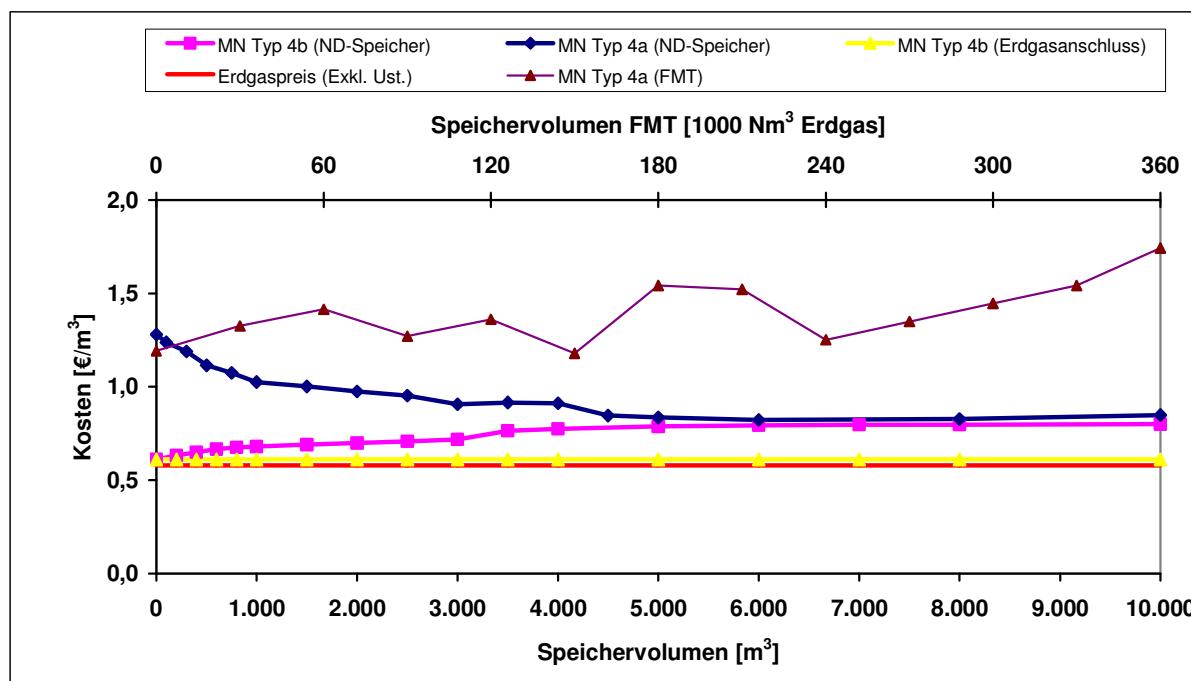


Abbildung 159: Kosten der Biogas-Mikronetze Typ 4a und 4b bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial

Der erwähnte Flüssigmethantank muss zur Abdeckung der Lastspitzen 3-mal im Zeitraum von März bis Ende Oktober gefüllt werden. Dadurch können Befüllungen mit Flüssigmethan zum Winterpreis vermieden werden.

Der Einsatz eines Niederdruckspeichers zur Abdeckung des Tages zw. Wochenschwankungen im Mikronetz (Typ 4a ND-Speicher) führt zur Erhöhung des biogenen Deckungsgrades im Mikronetz bis zu 98 %. Demzufolge wird der Anteil an LNG im Mischgas und Kosten für das Gasgemisch im Netz für Endverbraucher verringert. Die optimale Speichergröße des ND-Speichers liegt in diesem Fall bei 6000 Nm³.

Im Mikronetz (Typ 4b Erdgasanschluss) erfolgt die Abdeckung des Gaszusatzbedarfs über den Anschluss an das örtliche Erdgasnetz. Diese Option stellt aufgrund von geringen Erdgaskosten die günstigste Variante der Versorgung eines Mikronetzes mit Zusatzgas dar.

Im Mikronetz Typ 4b wird zur Abdeckung von Verbrauchsschwankungen ein Niederdruckzwischenspeicher mit einem Volumen von 3000 m³ angenommen. Eine weitere Steigerung des Speichervolumens ist mit steigenden Kosten verbunden.

Die optimierten Kosten für die Versorgungsvariante „mittleres biogenes Deckungspotenzial“ eines „Gewerbegebiets“ mit unterschiedlichen Backup-Systemen sind in Abbildung 160 grafisch darstellt.

Die Abdeckung des Zusatzbedarfs der Endverbraucher durch Erdgas aus einer Erdgas-Übergabestation stellt auch bei der Variante „mittleres biogenes Deckungspotenzial“ mit 0,611 €/m³ die geringsten spezifischen Gasgestehungskosten dar. Aufgrund des fehlenden Gasspeichers steht pro Jahr eine Gasüberschussmenge von rund 430.000 m³ zur Verfügung und der biogene Deckungsgrad von max. 62 % kann erreicht werden.

Die zweitgünstigste Lösung ist wiederum mit dem Erdgasanschluss und einem Niederdruckspeicher mit einem Volumen von 3.000 m³ erreichbar. Der Einsatz eines ND-Speichers führt zum Anstieg des biogenen Deckungsgrades bis zu 97 %. Wobei die spezifischen Gaskosten von 0,717 €/m³ um 17 % höher als bei reiner Erdgasversorgung sind.

Im Mikronetz Typ 4a (ND-Speicher) wird durch Einsatz eines ND-Gasspeichers mit einem Volumen von rund 6.000 m³ und einem Flüssigmethantank von 250 Nm³ als Backup-System die drittgünstigste Versorgungsoption für die Versorgung der Endverbraucher ermittelt. Der biogene Deckungsgrad dieser Versorgungsoption beträgt rund 98 %.

Die Abdeckung der Tagesschwankungen im Gasverbrauch und des Zusatzgasbedarfes im Winter ausschließlich durch Flüssigmethan aus einer Tankgröße von 250 m³ FM ist mit spezifischen Kosten von 1,178 €/m³ die kostenintensivste Versorgungsoption des „Gewerbegebiets“. Da kein Gasspeicher für die Gasüberschüsse vorgesehen ist, kann im Mikronetz ein biogener Deckungsgrad von max. 62 % erreicht werden.

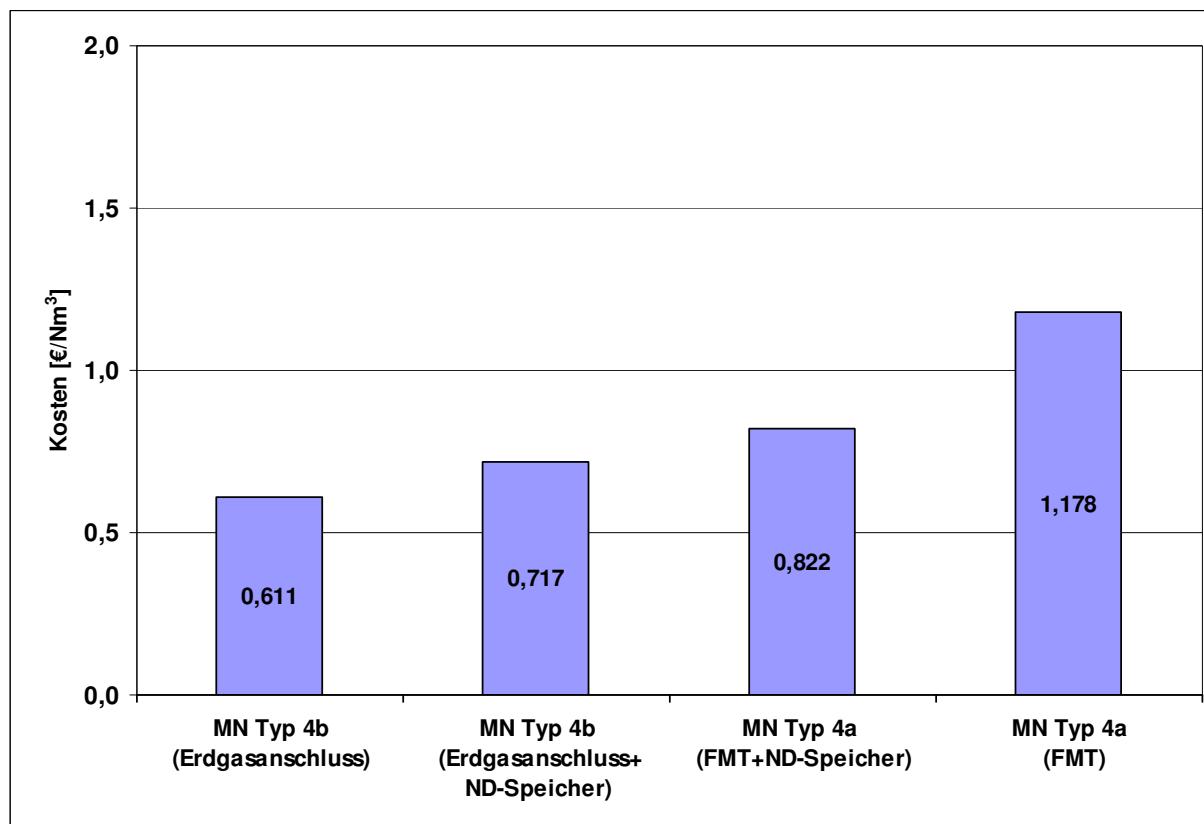


Abbildung 160: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 4a und 4b bei mittlerem biogenem Deckungsgrad

15.4.2.3 Geringes biogenes Deckungspotenzial

In einem Mikronetz mit geringem biogenem Deckungspotenzial wird von einer Produktionskapazität der Biogasanlage von 0,28 Mio.m³ pro Jahr und einem Gasverbrauch von 1,138 Mio.m³ pro Jahr ausgegangen. Der mögliche biogene Deckungsgrad beträgt demnach ca. 20 %. Die Abdeckung des Restbedarfes muss über das Lastmanagement oder Zukauf von konventionellem Gas erfolgen.

Das niedrige Produktionsniveau führt dazu, dass das ganze Jahr über, unabhängig von den Jahreszeiten, Zusatzgas benötigt wird (Abbildung 70, Kapitel 6.4.2.3).

Abbildung 161 stellt die durch das erweiterte Simulationsprogramm „HEI Micronet“ berechneten erforderlichen Speichergrößen und Gaskosten für die jeweilige Netzauslegung bei geringem biogenen Deckungsgrad dar.

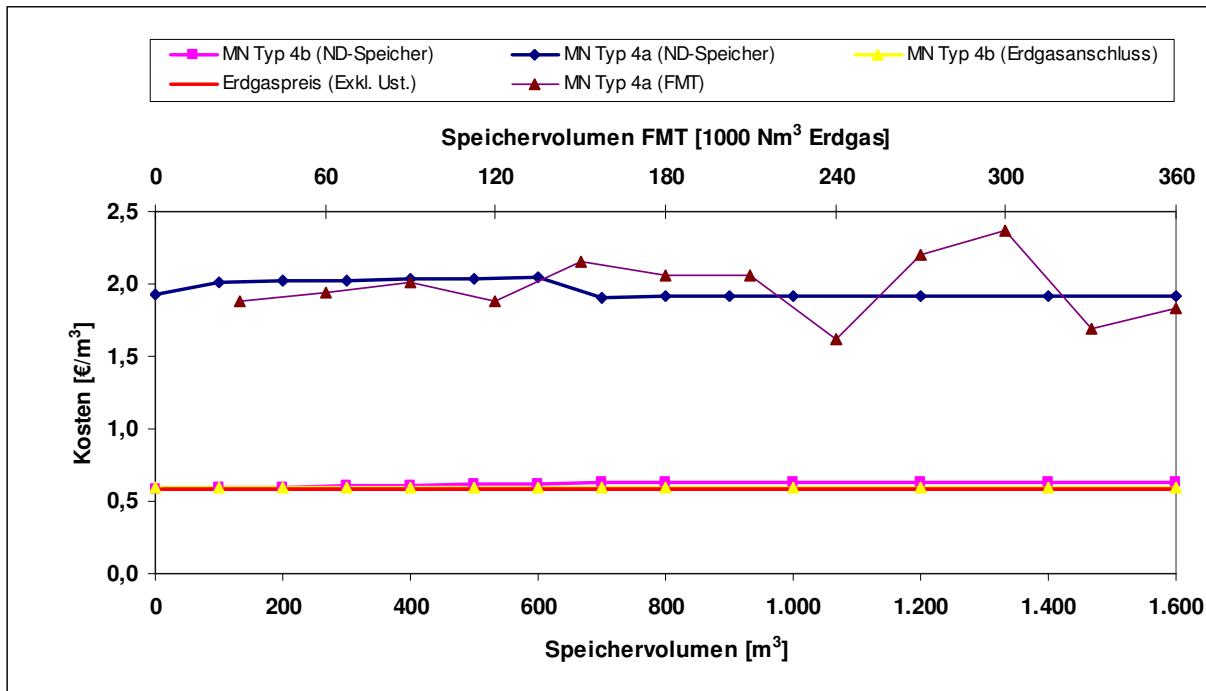


Abbildung 161: Kosten der Biogas-Mikronetze Typ 4a und 4b bei geringem biogenem Deckungspotenzial

Für das Mikronetz Typ 4a ohne Biogaszwischenspeicher wird durch Variation der Flüssigmethankröße die kostengünstige Auslegungsform des Mikronetzes ermittelt. Das Tankvolumen von 400 m³ FM (entspricht einer Gasmenge von 240.000 m³) stellt die kostengünstige Dimensionierung für dieses Mikronetz dar. Damit wird die benötigte Zusatzgasmenge von rund 0,911 Mio.m³ pro Jahr kostengünstig abgedeckt. Die Befüllung des Tanks zum Wintertarif wird dadurch vermieden. Im Zeitraum von März bis Ende Oktober muss der erwähnte Flüssigmethantank 4-mal gefüllt werden.

Im Mikronetz Typ4a (ND-Speicher) wird zusätzlich zum Flüssigmethantank ein Niederdruckspeicher zur Abdeckung der Tagesschwankungen verwendet. Dieser ermöglicht die Reduktion der Menge an Zusatzgas von 0,911 Mio. m³ auf 0,860 Mio. m³, wobei die geringe Überschussmenge keine bedeutsamen Änderungen der Gaskosten im Netz mit sich bringt.

Wie aus Abbildung 161 ersichtlich ist, sind die Gaskosten im Mikronetz mit dem Anschluss an das öffentliche Gasnetz wesentlich geringer als bei den anderen Versorgungsvarianten. Der Einsatz von einem ND-Gasspeicher im Mikronetz Typ 4b erhöht den biogenen Deckungsgrad, aber führt zugleich zum leichten Anstieg der Gaskosten. Eine vollständige Aufstellung der Gaskosten im Mikronetz Typ4 ist Tabelle 83 im Anhang 20.9.2 dargestellt.

Die minimalen Gaskosten der Versorgung eines „Gewerbegebiets“ bei geringem biogenem Deckungspotenzial und mit unterschiedlichen Backup-Systemen sind in Abbildung 162 grafisch darstellt.

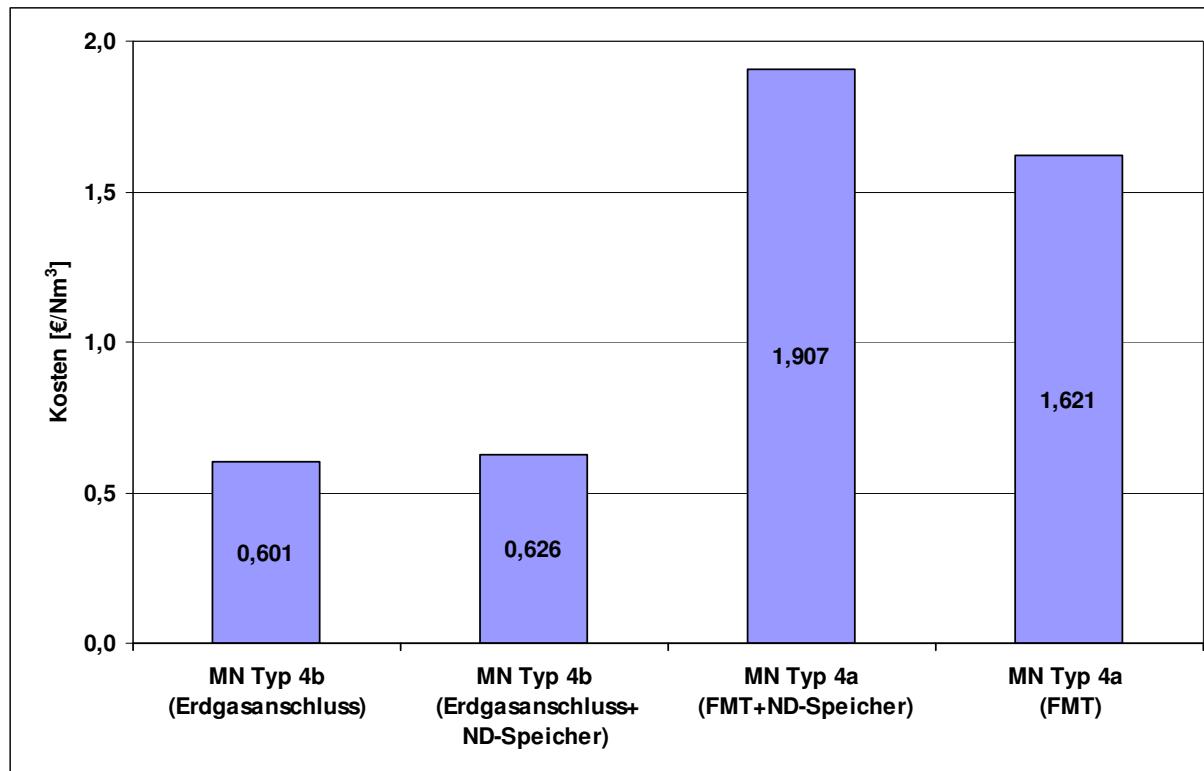


Abbildung 162: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 4a und 4b bei geringem biogenem Deckungsgrad

Die Abdeckung des Zusatzbedarfs der Endverbraucher für die Versorgungssituation „geringes biogenes Deckungspotenzial“ in einem „Gewerbegebiet“ durch Erdgas aus einer Erdgas-Übergabestation stellt mit 0,601 €/m³ die günstigste Versorgungsoption dar. Der biogene Deckungsgrad beträgt dabei 20 %. Eine Überschussmenge von rund 57.000 m³ stünde zur Weiterverwertung zur Verfügung.

Die zweitgünstigste Lösung ist erneut mit dem Mikronetz Typ 4b und Einsatz eines ND-Biogasspeichers mit einem Volumen von bis zu 700 Nm³ erzielbar. Der Zwischenspeicher führt zum Anstieg des biogenen Deckungsgrads bis zu 25 %. Die spezifischen Kosten von 0,626 €/m³ sind nur unwesentlich höher als jene ohne ND-Speicher.

Das Mikronetz Typ 4a mit der Zusatzgasversorgung ausschließlich aus einem Flüssigmetathantank mit einem Volumen von 400 Nm³ stellt mit spezifischen Gaskosten von 1,907 €/m³ Methan die kostenintensivste Lösung für die Versorgung der Endverbraucher dar. Der biogene Deckungsgrad beträgt bei dieser Versorgungssituation ca. 20 %.

Da die Grundversorgung mit Biogas sehr gering ist, kann bei dieser Versorgungsoption auf den ND-Gaszwischenspeicher verzichtet werden. Dies würde sogar zur Reduktion der spezifischen Gaskosten auf 1,621 €/m³ Gas im Netz Typ 4a führen.

15.4.3 Mikronetze Typ 5 und 6 „Gemischtes Gebiet“

Die Mikronetze Typ 5 und 6 „gemischtes Gebiet“ zeigen einen mäßigen Jahres- und Wochenlastgang. Der Jahreslastgang dieser Mikronetzstrukturen zeigt einen saisonalen Verbrauchsrückgang aufgrund privater Verbraucher. Die Erhöhung des Verbrauchs an Werktagen ist auf die gewerbliche Aktivität in den Mikronetzen zurückzuführen.

Die Überschussproduktion und der Bedarf an Zusatzgas ergeben sich über den gesamten Jahresverlauf. Aufgrund saisonaler Schwankungen steigt der Zusatzgasbedarf in den kalten Monaten an.

Das benötigte Zusatzgas kann durch die Bereitstellung von Flüssigmethan zur Einspeisung in das Mikronetz oder mit Hilfe des Erdgases über eine Erdgas-Übergabestation abgedeckt werden.

Das produzierte Überschussgas kann während des Rückgangs des Verbrauchs kurzfristig in konventionellen Biogasspeichern gespeichert und bei Bedarf in das Netz eingespeist werden. Dadurch können höhere biogene Deckungsgrade erreicht werden.

In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden vier unterschiedliche Varianten des gemischten Gebiets je nach Art der Abdeckung des Zusatzgasbedarfs analysiert:

1. Mikronetz Typ 5 (MN Typ 5, ND-Speicher);
2. Mikronetz Typ 5 (MN Typ 5, FMT);

Im Mikronetz Typ 5 wird ein Flüssigmethantank (FM) als Backup-System eingesetzt.

3. Mikronetz Typ 6 (MN Typ 6 Erdgasanschluss);
4. Mikronetz Typ 6 (MN Typ 6, ND-Speicher).

Der Erdgasanschluss dient in MN Typ 6 auch als Backup-System.

15.4.3.1 Hohes biogenes Deckungspotenzial

Im Mikronetz mit hohem biogenem Deckungspotenzial wird von einer Produktionskapazität der Biogasanlage von rund 1,70 Mio.m³ pro Jahr und einem Gasverbrauch von 1,138 Mio.m³ pro Jahr ausgegangen. Durch den Jahreslastgang ergeben sich eine Überschussmenge von rund 0,681 Mio.m³ im Sommer und ein Zusatzgasbedarf von ca. 0,111 Mio.m³ im Winter. Obwohl bei dieser Versorgungssituation von einer hohen Produktionsrate der Biogasanlage(n) ausgegangen wird, wird in den kalten Jahreszeiten der Einsatz von Zusatzgas für die Abdeckung des Bedarfs nicht zu vermeiden sein (Siehe Abbildung 74, Kapitel 6.4.3.1).

Abbildung 163 und Tabelle 84 im Anhang 20.9.3 stellt die Ergebnisse der Simulationsberechnungen für Gaskosten in Abhängigkeit von der Speicherart und der Speicherkapazität und des Backup-Systems in Mikronetzen Typ 5 und 6 dar.

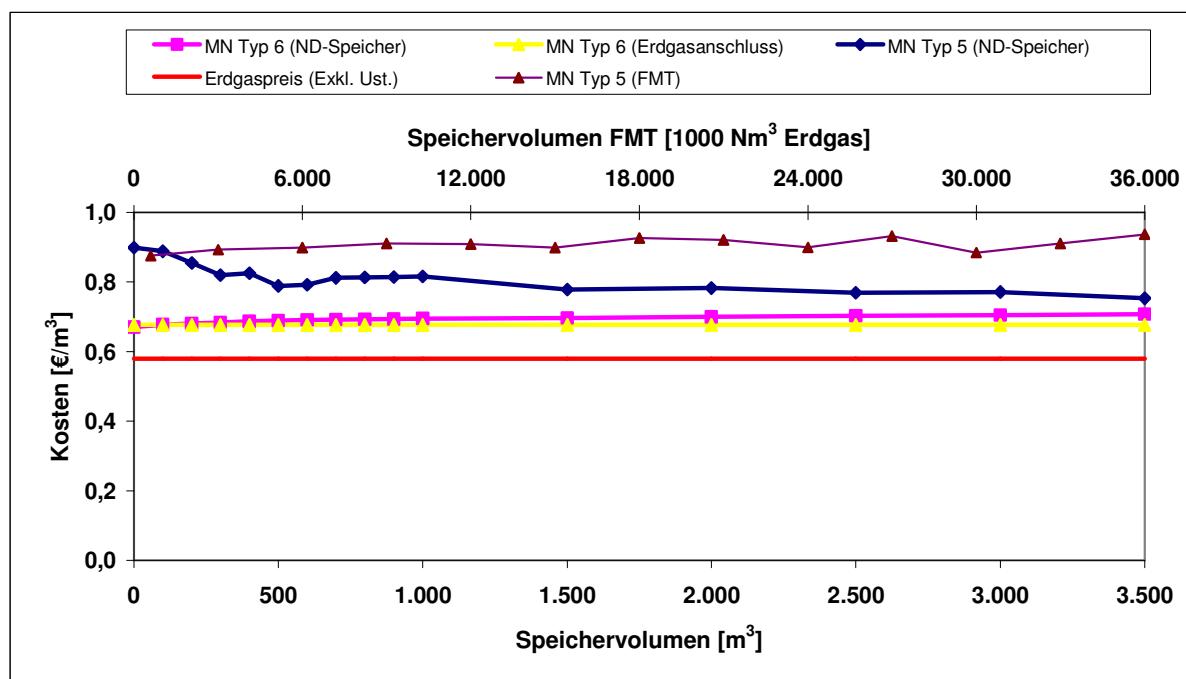


Abbildung 163: Gaskosten in Biogas-Mikronetzen Typ 5 und 6 bei hohem biogenem Deckungspotenzial, in Abhängigkeit von der Speichergröße

Für das Mikronetz Typ 5 ohne Biogaszwischenspeicher wird durch Variation der Flüssigmethantankgröße die kostengünstigste Auslegungsform des Mikronetzes festgestellt.

Das Tankvolumen von 25 Nm³ Flüssigmethan (entspricht einer Gasmenge von 15.000 Nm³ Gas) stellt die kostengünstigste Dimensionierung dieses Mikronetzes dar. Damit wird die benötigte Zusatzgasmenge von rund 0,111 Mio.m³ Gas pro Jahr abgedeckt.

Der erwähnte Flüssigmethantank muss zur Abdeckung der Lastspitzen

- 3-mal im Zeitraum von März bis Ende Oktober und
- 5-mal im Zeitraum von November bis Ende Februar

befüllt werden.

Wie aus Abbildung 163 ersichtlich ist, kann durch Einsatz eines Niederdruckspeichers eine signifikante Kostendegression für das Gasgemisch (Biomethan und Flüssigmethan) erreicht werden. Die optimale Speichergröße des Niederdruckspeichers wird bei 3.500 m³ erreicht.

Die wirtschaftlichste Variante der Gasversorgung des Mikronetzes Typ b stellt nach wie vor ein Erdgasanschluss dar. Der Einsatz eines ND-Gasspeichers mit einem Speichervolumen von bis zu 2000 Nm³ erhöht den biogenen Deckungsgrad und ist nur mit leichtem Anstieg der Gaskosten verbunden.

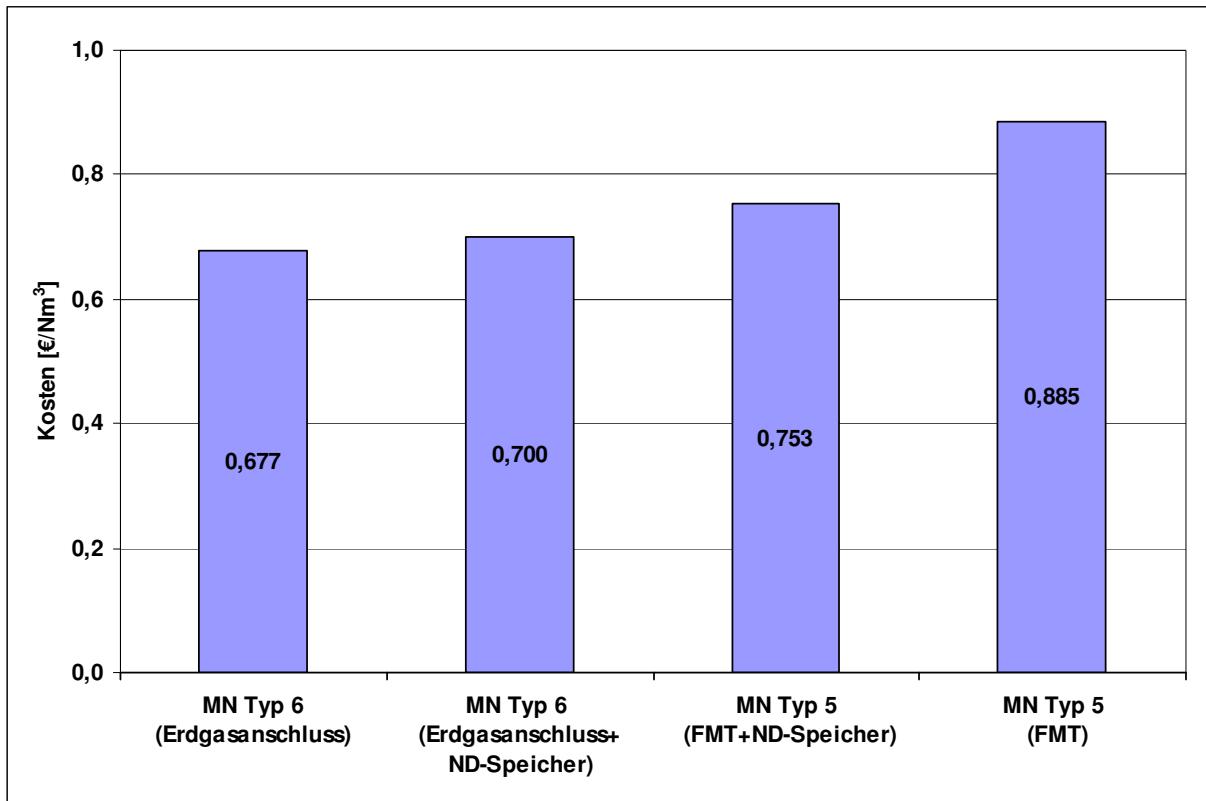


Abbildung 164: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 5 und 6 bei hohem biogenen Deckungsgrad

Die optimierten Gaskosten im Mikronetz 5 und 6 bei hohem biogenem Deckungspotenzial sind in Abbildung 164 darstellt.

Die Abdeckung des Zusatzbedarfs der Endverbraucher mittels Erdgas stellt mit 0,677 €/m³ die geringsten spezifischen Kosten für die Gasversorgung dar. In diesem Fall wird kein Biogasspeicher für die Speicherung des Überschussgases eingesetzt. Ein biogener Deckungsgrad von 89 % wird erreicht. Eine Überschussmenge von 0,650 Mio.m³ pro Jahr kann wiederum in das Gasnetz eingespeist werden.

Die zweitgünstigste Lösung für das Mikronetz Typ 6 stellt ebenfalls der Einsatz eines ND-Biogasspeichers dar. Der ND-Speicher führt zum Anstieg des biogenen Deckungsgrads im Mikronetz bis 96 %. Die spezifischen Kosten von 0,70 €/m³ sind mit einer Biogasspeichergröße von 2.000 m³ zu erreichen.

Das Mikronetz Typ 5 stellt mit einem Biogasspeichervolumen von 3.500 m³ und spezifischen Gaskosten von 0,753 €/m³ die drittgünstigste Lösung für die Versorgung der Endverbraucher dar. Der biogene Deckungsgrad beträgt in diesem Fall rund 97 %.

Die Abdeckung des Zusatzgasbedarfes mittels Flüssigmethan mit einer Tankgröße von 25 m³ Flüssigmethan ist mit spezifischen Kosten von 0,885 €/m³ die kostenintensivste Option für die Versorgung des „gemischten Gebiets“. Aufgrund des fehlenden ND-Speichers wird

auch hier, wie bei der Abdeckung des Zusatzbedarfs mittels Erdgas, ein biogener Deckungsgrad von rund 89 % erreicht.

15.4.3.2 Mittleres biogenes Deckungspotenzial

Im Mikronetz mit mittlerem biogenem Deckungspotenzial wird von einer Produktionskapazität der Biogasanlage von 1,139 Mio.m³ pro Jahr und einem Gasverbrauch von 1,138 Mio.m³ pro Jahr ausgegangen.

In Abbildung 165 sind die modellierten Szenarien der Speicherdimensionierung für die Versorgungssituation „mittleres biogenes Deckungspotenzial“ bei den Mikronetzen Typ 5 und 6 „gemischtes Gebiet“ dargestellt.

Im Mikronetz Typ 5 ohne Biogaszwischenspeicher stellt der Flüssigmethantank mit einem Volumen von 35 m³ Flüssigmethan (entspricht einer Gasmenge von 21.000 m³) die kostengünstigste Dimensionierung dieses Mikronetzes bei. Damit wird die benötigte Zusatzgasmenge von rund 292.000 m³ pro Jahr abgedeckt. Der erwähnte Flüssigmethantank muss zur Abdeckung der Lastspitzen

- 6-mal im Zeitraum von März bis Ende Oktober und
- 8-mal im Zeitraum von November bis Ende Februar

befüllt werden.

Der Einsatz von einem Flüssigmethantank in Kombination mit einem 1.500 m³ großem ND-Speicher trägt zu geringfügiger Degression der Gaskosten, wobei die Gaskosten bei Einsatz von Flüssigmethan in der Versorgungssituation „mittleres biogenes Deckungspotenzial“ wesentlich höher sind als in der Versorgungssituation „hohes biogenes Deckungspotenzial“.

Die wirtschaftlichste Variante für die Abdeckung des Zusatzbedarfs eines gemischten Gebiets stellt das Mikronetz Typ 6 (Erdgasanschluss ohne Gasspeicher) dar. Das Mikronetz Typ 6 mit einem ND-Gasspeicher von max. 1.500 m³ erhöht den biogenen Deckungsgrad und die Gaskosten für die Endverbraucher (siehe auch Anhang 20.9.3).

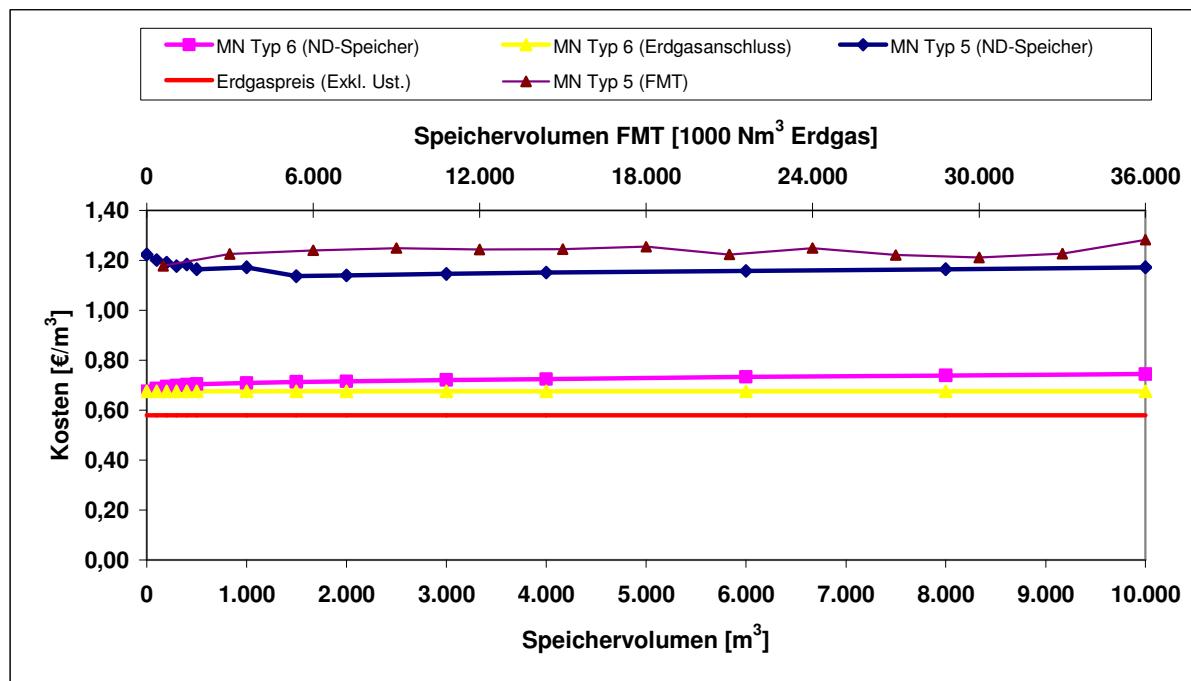


Abbildung 165: Kosten der Biogas-Mikronetze 5 und 6 bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial, in Abhängigkeit von der Speichergröße

Die geringsten Gaskosten für die Versorgungsvariante „mittleres biogenes Deckungspotenzial“ eines „gemischten Gebiets“ mit unterschiedlichen Backup-Systemen sind in Abbildung 166 darstellt.

Die Abdeckung des Zusatzbedarfs der Endverbraucher mittels Erdgas aus einer Erdgas-Übergabestation stellt mit 0,676 €/m³ die geringsten spezifischen Kosten für die Versorgungssituation „mittleres biogenes Deckungspotenzial“ in einem „gemischten Gebiet“ dar. In diesem Fall wird kein Biogasspeicher für die Speicherung des Überschussgases eingesetzt. Der biogene Deckungsgrad beträgt 74 %. Eine Überschussmenge von rund 0,292 Mio.m³ pro Jahr steht für Netzeinspeisung oder sonstige Verwertung zur Verfügung.

Die zweitgünstigste Lösung ist ebenfalls im Mikronetz Typ 6 (Erdgasanschluss) bei der Verwendung eines ND-Speichers möglich. Der ND-Speicher führt zum Anstieg des biogenen Deckungsgrades bis 82 %. Die spezifischen Gaskosten betragen bei einer ND-Speichergröße von 1.500 m³ rund 0,725 €/m³.

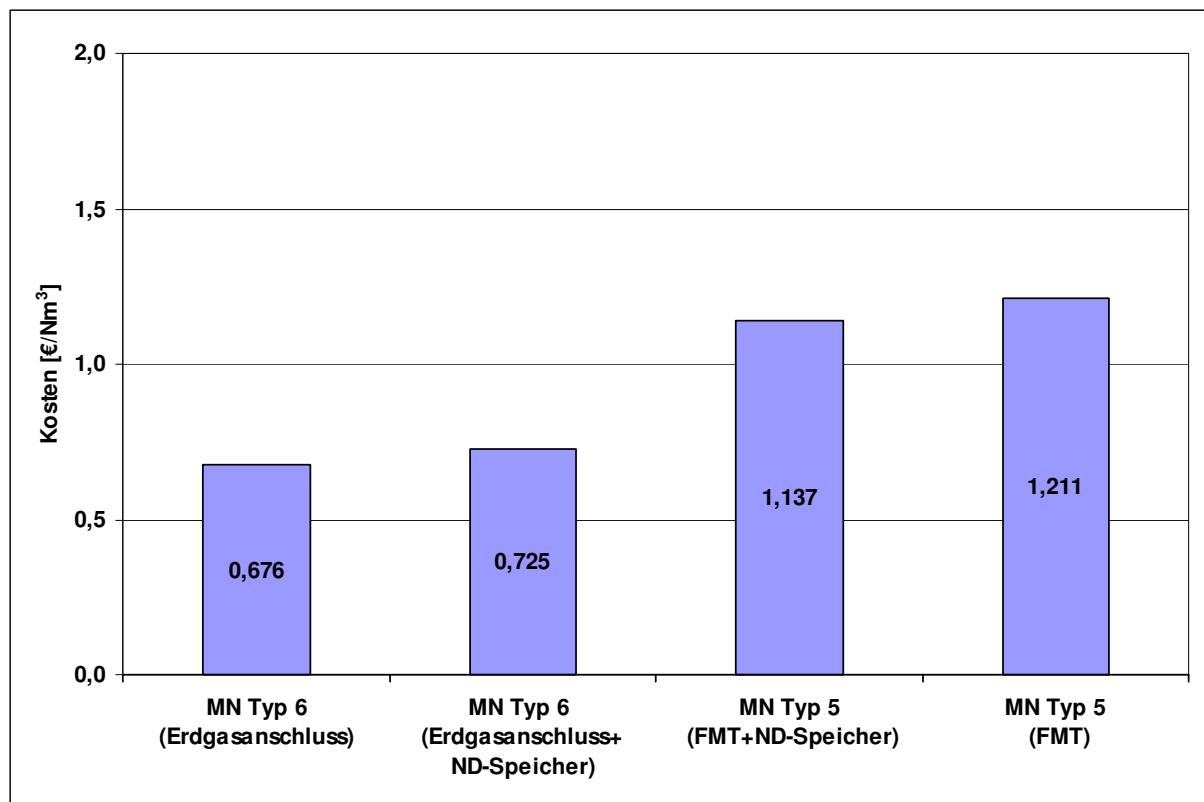


Abbildung 166: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 5 und 6 bei mittlerem biogenem Deckungsgrad

Die drittgünstigste Option für die Versorgung der Endverbraucher stellt das Mikronetz Typ 5 mit einem ND-Speicher von 1.500 m³ Normvolumen und einem Flüssigmethantank von 35 m³ Normvolumen dar. Die Gaskosten betragen in diesem Mikronetz rund 1,137 €/m³ bei einem biogenen Deckungsgrad von 82 %.

Die Abdeckung des Zusatzgasbedarfes ausschließlich mit Flüssigmethan ist mit höchsten spezifischen Kosten von 1,211 €/m³ bei einem biogenen Deckungsgrad von 74 % und einer Flüssigmethantankgröße von 35 m³ möglich.

15.4.3.3 Geringes biogenes Deckungspotenzial

Im Mikronetz mit geringem biogenem Deckungspotenzial wird von einer Produktionskapazität der Biogasanlage von 0,28 Mio.m³ pro Jahr und einem Gasverbrauch von 1,138 Mio.m³ pro Jahr ausgegangen.

Abbildung 167 stellt die durch das erweiterte Simulationsprogramm „HEI Micronet“ berechneten Kosten für die Versorgungssituation „geringes biogenes Deckungspotenzial“ für Mikronetze Typ 5 und 6 „gemischtes Gebiet“ dar.

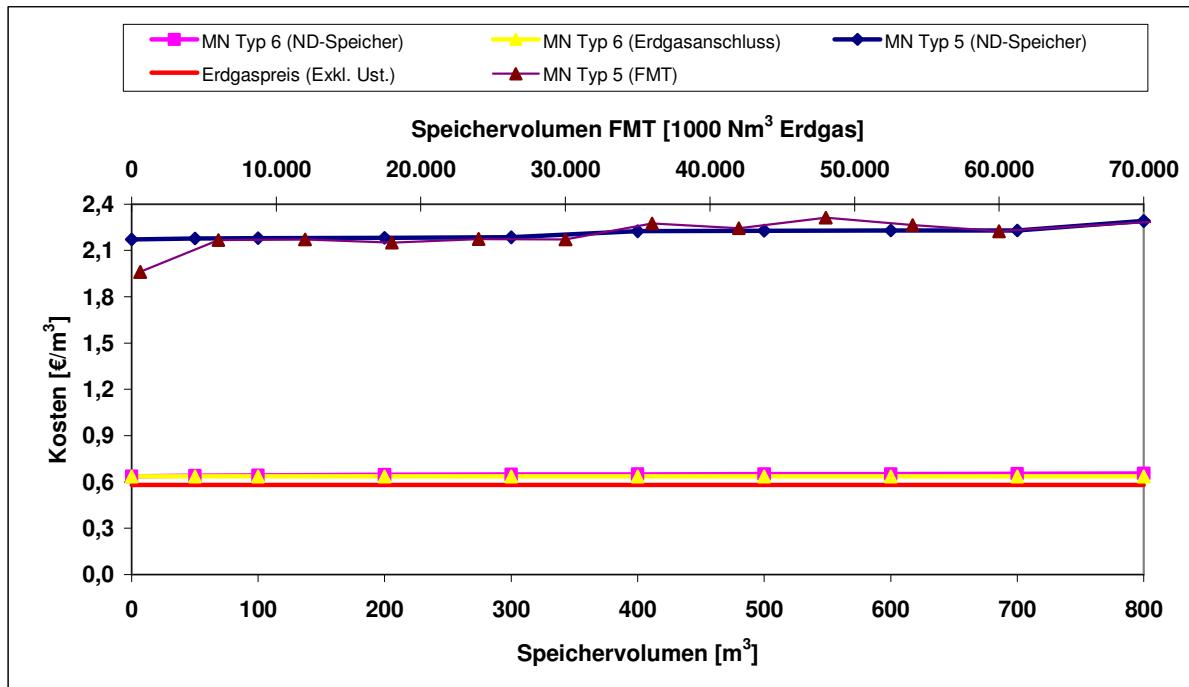


Abbildung 167: Kosten der Biogas-Mikronetze 5 und 6 bei geringem biogenem Deckungspotenzial, in Abhängigkeit von der Speichergröße

Für die Abdeckung des Zusatzbedarfes im Mikronetz Typ 5 ohne ND-Speicher stellt der Flüssigmethantank von 50 m³ (entspricht eine Gasmenge von 30.000 m³) die kostengünstigste Dimensionierung des Speichersystems dar. Damit wird die benötigte Zusatzgasmenge von rund 0,867 Mio.m³ pro Jahr durch 15 Befüllungen im Zeitraum von März bis Ende Oktober und 14 Befüllungen im Zeitraum von November bis Ende Februar abgedeckt.

Wenn für die Abdeckung der Tagesschwankungen im Gasverbrauch ein ND-Biogasspeicher mit 500 m³ Speichervolumen in Kombination mit einem Flüssigmethantank von 50 m³ eingesetzt wird, steigen die Gaskosten im Netz 5 um ca. 10 % und der biogene Deckungsgrad um rund 1 % an.

Die Optimierung des ND-Speichervolumens ist einerseits an die Spitzenlasten und andererseits an das Gasproduktionspotential einer Biogasanlage gebunden. Bei einem niedrigen biogenen Deckungsgrad und einer gleichzeitig übersteigenden Gasabnahme ist der Gasüberschuss im Sommer sehr gering. Deshalb, wie aus Abbildung 167 ersichtlich, kann durch die Variation der Speichergröße keine nennenswerte Änderung der Gaskosten im Netz erreicht werden.

Die geringsten Kosten für die Versorgungsvariante „geringes biogenes Deckungspotenzial“ eines „gemischten Gebiets“ mit unterschiedlichen Backup-Systemen sind in Abbildung 168 graphisch darstellt.

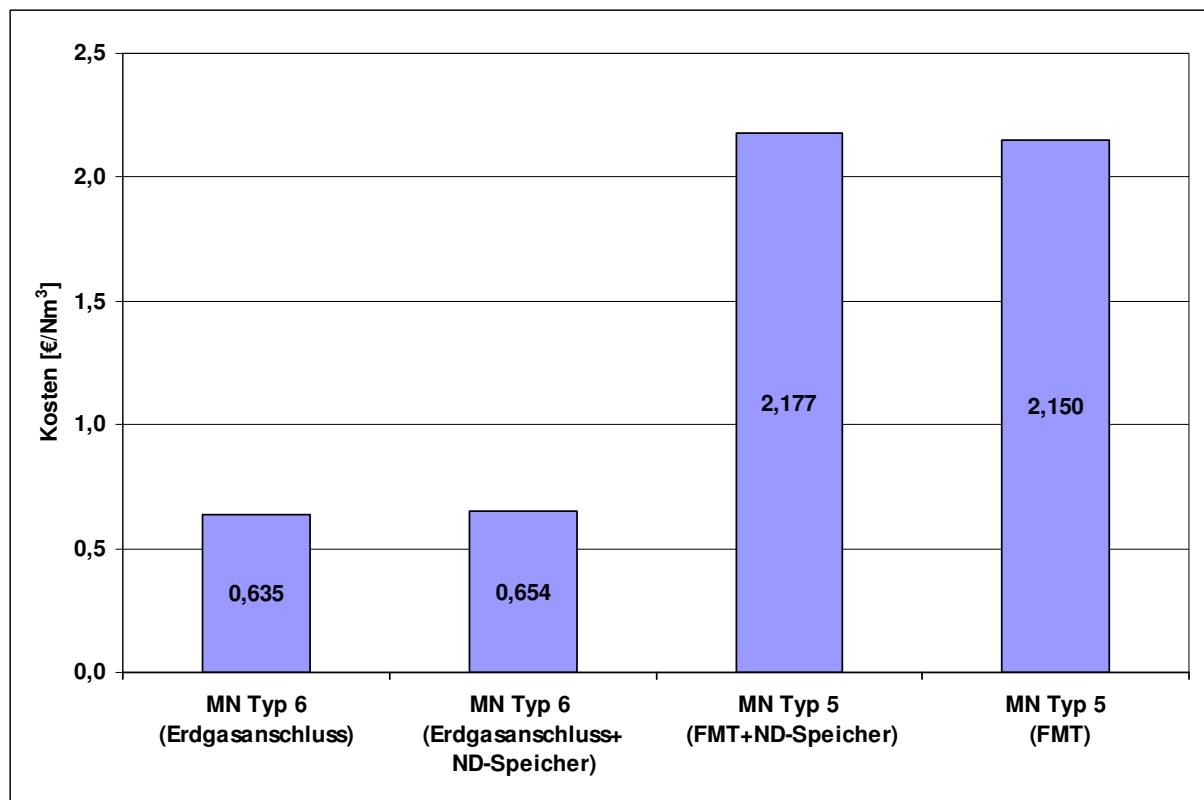


Abbildung 168: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 5 und 6 bei geringem biogenem Deckungsgrad

Die Abdeckung des Zusatzbedarfs der Endverbraucher für die Versorgungssituation „geringes biogenes Deckungspotenzial“ in einem „gemischten Gebiet“ mittels Erdgas stellt mit 0,635 €/m³ die günstigste Versorgungsvariante dar.

Da es in diesem Fall kein Biogasspeicher für die Speicherung des Überschussgases eingesetzt wird. Der Gasüberschuss von rund 13.000 m³ pro Jahr stünde für eine Weiterverwertung z.B. durch Gaseinspeisung zur Verfügung.

Die zweitgünstigste Lösung ist wiederum mit dem Mikrograt Typ 6 inklusive eines Biogasspeichers erreichbar. Der Zwischenspeicher führt zum Anstieg des biogenen Deckungsgrades von 23 % auf nur 25 %. Die minimalen spezifischen Gaskosten von 0,654 €/m³ sind mit einer ND-Speichergröße von 800 m³ erzielbar. Eine Erweiterung der Speichergröße ist aufgrund von verfügbaren Gasmengen nicht sinnvoll.

Die Abdeckung des Zusatzgasbedarfes durch nur einen FMT ist mit spezifischen Kosten von 2,150 €/m³ die drittgünstigste Versorgungsoption. Der biogene Deckungsgrad beträgt dabei rund 24 %.

Bei der Verwendung eines ND-Speichers zu Abpufferung der Tagesschwankungen ändert sich die Menge an Zusatzgas mit dem Volumen des eingesetzten Biogasspeichers nur geringfügig. Bei einer Variation dieses Volumens von 0 m³ bis 800 m³ verringert sich die benötigte Anzahl an FMTs um 10 %.

tigte Menge an Zusatzgas von rund 0,867 Mio.m³ auf 0,854 Mio.m³ nur geringfügig. Der zusätzliche Aufwand für den ND-Speicher bewirkt bei geringem biogenem Deckungsgrad eine Erhöhung der spezifischen Gaskosten im Biogas-Mikronetz (Abbildung 168).

15.5 Conclusio Kostenstruktur und Wirtschaftlichkeit

Die vorliegende wirtschaftliche Analyse der unterschiedlichen Versorgungssituationen eines „ländlichen Ortsnetzes“, eines „Gewerbegebietes“ und eines „gemischttem Gebietes“ wurde mit Hilfe des erweiterten Simulationstools „HEI Micronet“ durchgeführt.

Durch die Variation der Biogasspeichergrößen und Speichertechnologien wurden optimale Versorgungsszenarien für eine autarke Gasversorgung in einem netzfernen Gebiet sowie auch für die Versorgung der Verbraucher in einer netznahen Region ermittelt.

Folgende Empfehlungen zur Gestaltung eines Mikronetzes können daraus abgeleitet werden:

Ländliches Ortsnetz:

Für die Versorgung eines ländlichen Ortsnetzes, das von einem starkem Lastgang (Verbrauchsunterschied zwischen Winter- und Sommerzeit) geprägt ist, können folgende Varianten empfohlen werden:

- In netznahen Regionen stellt der Anschluss des Mikronetzes, zur Abdeckung der Spitzenlasten und Einspeisung von Gasüberschüssen, an das Erdgasnetz mit spezifischen Gaskosten von 0,634 bis 0,657 €/m³ die kostengünstigste Versorgungsvariante dar.
- In den netzfernen Gebieten, wenn die Gasproduktionskapazität der Biogasanlage den Jahresverbrauch des Ortsnetzes übersteigt und das Verbrauchsvolumen über 1 Mio. m³/Jahr liegt, kann durch eine saisonale Speicherung der Gasüberschüsse in einem Mitteldruckspeicher (Rohrspeicher mit ca. 100 bar Speicherdruck) Biomethan kostengünstig mit 0,754 €/m³ zur Verfügung gestellt werden. Damit ist eine autarke Gasversorgung des Mikronetzes durch Biomethan möglich.
- Weitere Optionen zur Abdeckung der Lastspitzen stellen die Versorgungsvarianten mit Nutzung von konventionellem Flüssigmethan oder der Speicherung von Gasüberschüssen in einer Methanverflüssigungsanlage dar. Diese Versorgungsvarianten sind allerdings mit höheren Investitions- und Betriebskosten verbunden. Die Gasgestehungskosten liegen je nach Gasproduktionskapazität der Biogasanlage zwischen 0,790 und 2,058 €/Nm³.

Wenn die Gasproduktionskapazität der Biogasanlage(n) unter dem Jahresverbrauch des Wohngebietes liegt, kann eine wirtschaftliche Gasversorgung nur in netzgebundenen Regio-

nen oder bei entsprechendem Lastmanagement (Lastabwurf, Fuel-Switch) gewährleistet werden.

Gewerbegebiet:

Besteht die Verbrauchergruppe nur aus gewerblichen Kunden, geht man von einem geringen Jahreslastgang, aber hoher Tagesschwankung im Gasverbrauch aus. In diesem Mikronetz ist deshalb keine langfristige Speicherung von Biogas möglich bzw. ist dies energetisch nicht sinnvoll. Für die Abdeckung der Tagesschwankungen stehen folgende Optionen zur Auswahl:

- Die Abdeckung des zusätzlichen Gasbedarfes mittels einer Erdgasübergabestation ohne Gaszwischenspeicher ist mit Gasgestehengosten von 0,601 bis 0,614 €/m³ die kostengünstigste Auslegung des Mikronetzes.
- Wenn die Gasproduktionskapazität der Biogasanlage(n) den Tagesverbrauch des Gewerbegebietes übersteigt, kann zur Abdeckung der Tagesschwankungen ein Niederdruckspeicher verwendet werden. Die spezifischen Gaskosten können dabei zwischen 0,626 und 0,682 €/Nm³ je nach biogenen Deckungsgrad im Mikronetz liegen. Eine langfristige Speicherung ist bei dieser Versorgungssituation nicht erforderlich. Bei entsprechend hohen Gasüberschüssen kann von einer autarken Gasversorgung ausgegangen werden.
- Wenn der Gasverbrauch höher als das Gasproduktionspotential der Biogasanlage(n) ist (geringer biogener Deckungsgrad), stellt nur der Anschluss an das Erdgasnetz eine wirtschaftliche Option der Gasversorgung dar. In den netzfernen Gebieten ist eine Abdeckung der Gaszusatzbedarfes mittels Flüssigmethan oder CNG mit den spezifischen Kosten von über € 1,621 pro m³ Gasgemisch verbunden.

Gemischtes Wohngebiet:

Der Gasverbrauch im gemischten Wohn-Gewerbegebiet zeichnet sich durch einen mäßigen Jahres- und Wochenlastgang aus. Ausgehend von dieser Verbrauchssituation ergeben sich für diesen Mikronetztyp folgende Versorgungsszenarien:

- Zur Abdeckung der Lastspitzen stellt der Erdgasanschluss auch bei diesem Netztyp, mit 0,636 bis 0,676 €/m³ Gas, die kostengünstigste Zusatzgasversorgung des Mikronetzes dar.
- Durch die Speicherung des Biomethans im Niederdruckspeicher kann auch bei einem Erdgasanschluss ein höherer biogener Deckungsgrad erreicht werden. Die spezifischen Gaskosten steigen allerdings im Vergleich zum Netz ohne ND-Speicher um 2 bis 5 %, abhängig vom biogenen Deckungsgrad im Mikronetz, an.
- Die Versorgung des Mikronetzes mit Biomethan mit Abdeckung der Lastspitzen mit Flüssigmethan ist als Versorgungsoption für netzferne Gebiete denkbar. Hohe spezifische Gaskosten von über 0,885 bis 2,177 €/m³ Gasgemisch, werden durch Zukauf von teuerem Flüssigmethan verursacht. Die zusätzliche Nutzung von ND-Speichern

zur Abdeckung der Tageslastspitzen verringert die Gaskosten im Netz um durchschnittlich 10 %.

Zusammenfassend kann Folgendes festgehalten werden:

Die Einspeisung von Biomethan in ein lokales Mikronetz zur Versorgung von örtlichen Verbrauchern mit erneuerbaren, umweltfreundlichen und hochwertigem Energieträger (Biomethan) stellt für die Biogasanlagenbetreiber eine wirtschaftlich attraktive Möglichkeit der Biogasverwertung dar.

Die vorliegende Studie zeigt, dass trotz hoher Rohstoffpreise das Biomethan in Mikronetzen zu annähernd gleichen Kosten wie Erdgas angeboten werden kann. Diese Behauptung gilt allerdings nur bei einer Befreiung des Biomethans von Erdgasabgaben.

Wenn darüber hinaus der Biomethanpreis an den Erdgaspreis gekoppelt wird, können die Biogasanlagenbauern auch bei steigenden Rohstoffpreisen ohne staatliche Förderungen wirtschaftlich agieren.

Entscheidend für die wirtschaftliche Auslegung des Mikronetzes ist immerhin das Biogasproduktionspotential der Biogasanlage (biogener Deckungsgrad). Je höher der biogene Deckungsgrad im Mikronetz ist, desto kleinere Speicher sind für die Überbrückung der Lastspitzen im Winter erforderlich und desto weniger teures Flüssigmethan zur Abdeckung des Gaszusatzbedarfes zugekauft werden muss. Mit entsprechendem Lastmanagement (Lastabwurf, Fuel-Switch) können aber auch in Biogas-Mikronetz mit geringem biogenem Deckungsgrad wirtschaftlich attraktive Gaspreise erzielt werden. Durch das Lastmanagement können Investitions- und Betriebskosten eines Mikronetzes optimal gestaltet werden.

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse belegt, dass durch Biogas-Mikronetze eine nachhaltige, völlig autarke und im Vergleich zu anderen Energieträgern konkurrenzfähige Energieversorgung sowohl von privaten als auch von gewerblichen Verbrauchern möglich ist.

16 Detailangaben in Bezug auf die Ziele der Programmlinie

Im folgenden Kapitel werden unterschiedliche Detailangaben, welche zur Erreichung des Gesamtziels der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ durch das gegenständliche Projekt behandelt wurden, näher erläutert. Das Gesamtziel des Projekts war es, die wirtschaftliche und technische Machbarkeit von Biogas-Mikronetzen zu untersuchen. Biogas in einem Mikronetz zu verwerten, hat gegenüber der konventionellen Biogas-Verstromung in einem BHKW den Vorteil der höheren energetischen Gesamteffizienz, da Energieverluste, z.B. durch ungenutzte Abwärme, reduziert werden können. Darum steigt die Gesamteffizienz des Energiesystems.

Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie und den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung

Im Folgenden wird auf die sieben Leitprinzipien der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ einzeln eingegangen:

- Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung**

Es werden bei Errichtung und Betrieb der Biogas-Mikronetze Arbeitsplätze mit hohem Wertschöpfungsanteil in der Region geschaffen.

- Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen**

Es werden ausschließlich regional verfügbare, biogene erneuerbare Energieträger eingesetzt. Durch die Nutzung von nachwachsenden und CO₂-bindenden Energieträgern sowie Wirtschaftdüngern wird zusätzlich die gesamte Treibhausgasbilanz Österreichs verringert. Die Nutzung von Biogas bzw. (Biomethan) als Primärenergieträger im Haushalt trägt zur Erfüllung der Kyoto Ziele in Österreich bei.

- Effizienzprinzip**

Die Verwertung des Biogases bzw. Biomethanes in einem Mikronetz hat gegenüber der konventionellen Biogas-Verstromung den Vorteil der höheren energetischen Gesamteffizienz, da Energieverluste – etwa durch ungenutzte Abwärme - reduziert werden können. Das heißt, die Gesamteffizienz des Energiesystems steigt.

- Prinzip der Rezyklierungsfähigkeit**

Das Prinzip der Rezyklierungsfähigkeit ist bei einem Biogas-Mikronetz in zweierlei Hinsicht erfüllt. Einerseits werden die vor Ort anfallenden biogenen Abfälle in der Biogasanlage energetisch genutzt. Andererseits wird die in der Biogasanlage anfallende Biogasgülle wieder auf

die landwirtschaftlichen Flächen aufgebracht. Daher kann auf den Einsatz von Mineraldünger verzichtet werden und es schließt sich der biogene Kreislauf.

- **Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adoptionsfähigkeit und Lernfähigkeit**

Ein Biogas-Mikronetz kann theoretisch in jeder Region Österreichs geschaffen werden. Durch die Ortsunabhängigkeit eines Biogas-Mikronetzes kann es in jeder Region den spezifischen Gegebenheiten, z.B. an bestimmte Rohstoffe bzw. Abnehmer, angepasst werden. Dadurch ergibt sich für die regional ansässigen Unternehmen, z.B. Bauunternehmer, Anlagenplaner, Berater, etc., ein neues Betätigungsfeld.

- **Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge**

Aufgrund der Verwendung erneuerbarer Energieträger ist eine Schädigung der Umwelt von vorn herein, im Vergleich zur Verwendung fossiler Energie, auszuschließen. Zusätzlich werden durch den Einsatz der Biogastechnologie Mineraldünger und fossile Rohstoffe durch erneuerbare, nachwachsende Rohstoffe ersetzt.

- **Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität**

Bei der Umsetzung eines Biogas-Mikronetzprojektes kommt es zu vielfältigen Beschäftigungsmöglichkeiten in der Region. Diese gehen vom Landwirt, welcher der „Energielieferant“ sein könnte, bis hin zum Gutachter und Sachverständigen der ortsansässigen Gemeinde. Diese unterschiedlichen Wirtschaftsbereiche haben wiederum positive Effekte auf die aktuellen Abwanderungstendenzen vor allem hochqualifizierter Arbeiter und Angestellten. Dies wiederum hat eine hohe Wertschöpfung für die Region und wirkt sich damit günstig auf die Lebensqualität der vor Ort ansässigen Bevölkerung aus.

Einbeziehung der Zielgruppen und Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse im Projekt

Für Anlagenplaner bietet die aktuelle Studie eine solide Grundlage für die Beurteilung der Kostensituation und Optimierung der Mikronetzstruktur aus wirtschaftlichen und technischen Gesichtspunkten. Die Studie gibt einen Überblick über die technischen Optionen und den zu erwartenden Kosten. Die Anlagenplaner erhalten somit ein wichtiges Hilfsmittel für die Planung von Biogas-Mikronetzen.

Für Komponentenlieferanten liefert die Studie konkrete Aussagen an die Komponenten-Anforderungen in Biogas-Mikronetzen. Daraus können unmittelbar Vorgaben für den Produkt- und Technologieentwicklungsbedarf in den Unternehmen abgeleitet werden. Die Unternehmen sind auf Basis der Studie in der Lage, frühzeitig den Marktbedarf zu erkennen und zu erfüllen.

Für Biogasproduzenten bzw. Anlagenbetreiber zeigt die Studie neue Möglichkeiten für eine möglichst wirtschaftliche Verwertung des Biogases auf. Damit wird eine möglicherweise ökonomisch sehr attraktive Alternative zur Biogas-Verstromung und zur Biogas-Netzeinspeisung in das Erdgasnetz geschaffen. Ein weiterer Vorteil ergibt sich in der Standort-

Diskussion. Bei herkömmlichen Systemen mit Stromerzeugung und Wärmeauskoppelung muss die Biogasanlage aus wirtschaftlichen Gründen möglichst nahe bei den Verbrauchern sein, was bereits in der Projektierung oft zu Widerständen führt. Da eine Gasleitung wesentlich kostengünstiger ist als eine Wärmeleitung, kann die Biogasanlage etwas weiter von Siedlungsgebieten entfernt situiert werden.

Für Energie- bzw. Gasverbraucher stellen Biogas-Mikronetze die Möglichkeit einer CO₂-neutralen, umweltfreundlichen Energieversorgung mittels Biogas dar. Speziell für Kleinverbraucher kann dies möglicherweise auch eine wirtschaftlich attraktive und krisensichere Form des Energiebezugs sein.

Umsetzungspotentiale der Projektergebnisse

Die Errichtung von Biogas-Mikronetzen führt zur Steigerung der regionalen Wertschöpfung. Bei der Errichtung der Anlage durch die vor Ort notwendigen Bauarbeiten, beim Betrieb der Biogasanlage, der Verwertung regional verfügbarer Substrate aus der Landwirtschaft bzw. von organischen Abfällen aus der Gewerbe und Abfallsammlung, und auch durch die Errichtung und den Betrieb der Leitungsanlagen sind hier große Umsetzungspotenziale gegeben.

Auch für die in der Region tätigen Planungs- und Beratungsunternehmen, mit hoch qualifiziertem Personal, stellt die Errichtung von Biogas-Mikronetzen eine attraktive Verdienstmöglichkeit dar.

Daher haben sowohl die Errichtung, wie auch der Betrieb eines Biogas-Mikronetzes positive Auswirkung auf die regionale Arbeitsplatzsituation, und damit einhergehend auf die regionale Wertschöpfung.

Potential für Demonstrationsvorhaben

Eine, wie im Projektantrag geplante Kooperation, mit dem Ziel einer Standortentwicklung eines Biogas-Mikronetzes für ein Gewerbegebiet in Judenburg konnte leider nicht umgesetzt werden. Daher wurde exemplarisch ein anderer Standort gewählt. Es wurde versucht die Standortanalyse bzw. –beschreibung so darzustellen, dass diese auf theoretisch jeden anderen Ort, der die Rahmenbedingungen erfüllt, adaptiert angewendet werden könnte. Aufgrund dieser Ortsunabhängigkeit gibt es eine Fülle von möglichen Standorten in Österreich, an denen ein derartiges Demonstrationsprojekt umgesetzt werden kann. Gegenwärtig laufen Verhandlungen zur Umsetzung der Projektergebnisse im Wirtschaftspark Pöttelsdorf, Burgenland. Es ist geplant bei der nächsten Ausschreibung der Programmlinie "Neue Energien 2020" einen Förderantrag für das Demonstrationsprojekt in Pöttelsdorf einzureichen.

17 Schlussfolgerungen und gewonnene Erkenntnisse

Eine ökologische Energiewende - weg von fossiler und hin zu erneuerbarer Energie - ist auch aus wirtschaftlicher Sicht möglich. Die Biogas-Mikronetze stellen eine krisensichere, nachhaltige und wirtschaftlich attraktive Alternative der konventionellen Gasversorgung, insbesondere in netzfernen Gebieten, dar.

Die Wirtschaftlichkeit eines Biogas-Mikronetzes wird in Zukunft von zwei wichtigen Trends positiv verstärkt werden. Dies ist einerseits der steigende Erdgaspreis, welcher immer um rund sechs Monate zeitversetzt dem Erdölpreis folgt. Zum zweiten ist es die Kostendegression, welche bei der Umsetzung von mehreren Biogas-Mikronetzen eintreten wird.

Das Projekt zeigt auf, dass ein Umstieg auf erneuerbare Ressourcen eine Vielzahl von (neuen) Beschäftigungsmöglichkeiten, z.B. für Bauunternehmer, Landwirte, Planer, etc. schafft. Essentiell ist hierbei, dass weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Bereich der Energie- und Umweltforschung stattfinden.

Die Fort- bzw. Weiterleitung von Biogas in Verteilnetzen hat Vorteile gegenüber Erdgas, nicht nur weil Biogas ein erneuerbarer, CO₂ neutraler, Energieträger ist. Ein Biogas-Mikronetz ermöglicht weitgehende Autarkie und steigert die regionale Wertschöpfung. Auch gibt es Vorteile gegenüber der Nah- und FernwärmeverSORGUNG mit Heißwasser, da nur niedrige Investitionskosten bei der One-Way-Versorgung auftreten. Zudem fallen keine Wärmeverluste beim Transport an, und es ist keine thermische Isolierung der Leitungen notwendig.

Im Projektverlauf wurden mittels technischer und wirtschaftlicher Analysen prototypische Netzstrukturen optimiert. In Biogas-Mikronetzen kann sowohl ein gereinigtes, als auch ein auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) zu attraktiven Kosten angeboten werden. Die Nutzung von nicht auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas beschränkt sich derzeit hauptsächlich auf gewerbliche Gasbrenner. Dagegen ist die Nutzung von Biomethan uneingeschränkt möglich. Die Kosten der Gasaufbereitung können durch die Anwendung von neuen energiesparenden Verfahren z.B. der Membrantechnik reduziert werden.

Betreffend Stand der Technik und Ausblick ist anzumerken, dass die Technik zur Realisierung von Biogas-Mikronetzen schon vorhanden ist. Weiters stellen Biogas-Mikronetze eine Ergänzung zur Biogas-Netzeinspeisung in Erdgasnetze dar, und stehen zu dieser in keiner Konkurrenz. In einem ersten, weiteren Schritt sollte daher der regionale, kleinräumige Ausbau machbar sein. Im Weiteren ist an das Zusammenschließen benachbarter Biogas-Versorgungsareale bzw. Biogas-Mikronetze oder die Biogas-Netzeinspeisung in Erdgasnetze zu denken. Dadurch könnten wiederum Synergien genutzt und Redundanzen eingespart werden.

Entscheidend für die wirtschaftliche Auslegung des Mikronetzes sind das Biogasversorgungspotential (biogener Deckungsgrad) und das Lastmanagement. Je höher der biogene

Deckungsgrad im Mikronetz ist, desto weniger wird teures Flüssigmethan oder CNG zur Abdeckung des Gaszusatzbedarfes eingesetzt. Dadurch können die Investitions- und Betriebskosten im Mikronetz bedeutend reduziert werden.

Durch das Lastmanagement im Mikronetzen kann sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Vor allem der Möglichkeit der Biogasspeicherung, kann in kleinen Biogasnetzen hohes Potenzial beigemessen werden.

Für einen gleichmäßigen Gasverbrauch ist die verstärkte Nutzung des Biogases in alternativen Anwendungen wie Gaswärmepumpen für Heizung und Kühlung sowie Biogastankstellen erforderlich.

Die Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen hat gezeigt, dass der Bau und Betrieb von Biogas-Mikronetzen nach gültigen Rechtsvorschriften erfolgen kann. Falls das Biogas nicht auf Erdgasqualität aufbereitet wird, sind noch gesetzlichen Regelungen für Typengenehmigungen der Kleinfeuerungssysteme für Biogas notwendig.

Die Einspeisung von Biomethan in ein lokales Mikronetz zur Versorgung von örtlichen Verbrauchern mit erneuerbaren, umweltfreundlichen und hochwertigen Energieträger (Biomethan) stellt für die Biogasanlagenbetreiber eine wirtschaftlich attraktive Möglichkeit der Biogasverwertung dar.

Die vorliegende Studie zeigt, dass trotz hoher Rohstoffpreise Biomethan in Mikronetzen zu **annähernd gleichen Kosten wie Erdgas** angeboten werden kann. Diese Behauptung gilt allerdings nur bei einer Befreiung des Biomethans von Erdgasabgaben. **Wenn das Biomethan als Heizöl- oder Flüssiggassubstitut verwendet wird, kann bereits heute mit einem Einsparungspotential von über 40 % gerechnet werden!**

Die wirtschaftliche Analyse der unterschiedlichen Versorgungssituationen eines „ländlichen Ortsnetzes“, eines „Gewerbegebietes“ und eines „gemischtem Gebietes“ belegt, dass durch Biogas-Mikronetze eine nachhaltige, **völlig autarke** und **konkurrenzfähige Energieversorgung** sowohl von privaten als auch von gewerblichen Verbrauchern möglich ist.

17.1 Weiterarbeit des Projektteams

Das Projektmanagementteam führt aktuell Gespräche mit relevanten Unternehmen und Entscheidungsträgern, um ein Demonstrations-Biogas-Mikronetz im Wirtschaftspark Pöttelsdorf, Burgenland zu realisieren. Alle im Zuge der Projektrealisierung geknüpften Kontakte z.B. zu Herstellerfirmen oder öffentlichen Institutionen werden uns in künftigen Projekten bei der kompetenten Erarbeitung von Forschungs- und Studienergebnissen weiterhelfen.

Ein Projektergebnis ist auch das neu geschaffene Simulationstool „HEI Micronet“. Es soll auch für künftige Projekte im Bereich Biogas-Mikronetz verwendet werden. Die Projekter-

gebnisse, etwa betreffend „Netz- und Leitungsbau“ oder „Wirtschaftlichkeit“, werden im FFG-Projekt „Biogas-Tankstellen“ (EdZ. Nr.: 814153) weiter bearbeitet.

Es ist geplant die Biogas-Mikronetz-Technologie weiterhin publik zu machen, z.B. durch Veröffentlichung der Projekterkenntnisse auf der Informationsplattform www.biogas-netzeinspeisung.at.

Die Energieagentur Obersteiermark wird die Erfahrungen und Erkenntnisse aus diesem Projekt in der Beratung und Entwicklung von Biogasanlagen aktiv anwenden. Die Fachhochschule Pinkafeld wird sich weiter mit der Gasanalytik und –verwertung beschäftigen, um die Biogasverwertung stärker voranzutreiben. Praktische Versuche mit nicht angereichertem Biogas sind in Planung. Grenzqualitäten könnten mit einer Gasmischstation ausgelotet werden. Mit Hilfe dieser Gasmischstation können verschiedene Biogasgrenzqualitäten erzeugt und deren Auswirkungen auf die Verbrennung in praktischen Versuchen eruiert werden.

17.2 Relevanz der Projektergebnisse für welche Zielgruppen

Relevante Zielgruppen, welche von der Umsetzung eines Biogas-Mikronetzes profitieren könnten sind:

- Bundesregierung: Einsparung von CO₂ Emissionen und Erfüllung der Kyoto Zielen
- Landwirte: als Energielieferant und Nutzer der Gärreste, sowie als Anlagenbetreiber
- Anlagenplaner und –bauer: als zusätzliches Beschäftigungsfeld im Bereich Biogas
- Sachverständige/Gutachter: für gutachterliche Tätigkeiten in unterschiedlichen Fachbereichen, z.B. Elektrotechnik, Maschinenbau, Landwirtschaft, etc.
- Energieversorgungsunternehmen: für ökologisch orientierte Energieversorger lässt sich hierdurch ein neues Beschäftigungsfeld erschließen
- Regionale Privatinitiativen: durch den Umstieg fossiler auf erneuerbare Energieträger profitiert die Bevölkerung einerseits durch die Reduktion der Energieabhängigkeit, sowie andererseits durch die Reduktion der Treibhausgase. Ebenso bleibt dadurch die Wertschöpfung in der Region.
- Gasgerätehersteller: Die Ergebnisse sind einerseits für die Hersteller von Gasbrennern und Gasgeräten, z.B. hinsichtlich der Gewährleistung, sowie für Betreiber von Biogasanlagen interessant.

Generell sind die Projektergebnisse für alle Unternehmen, die sich mit Fragen der gegenwärtigen und zukünftigen Energieversorgung befassen von Relevanz. Hierbei sind im Besonderen zu nennen:

- Förderstellen der Gemeinden und des Bundes,

- Gesellschaften, die Projekte zur regionalen Energieversorgung entwickeln und dazu Machbarkeitsstudien mit in der Regel mehreren Alternativen ausarbeiten,
- die Gemeinden selbst,
- Nationale wie internationale Institute (EU, OECD, IEA, u.a.) der Energieforschung,
- universitäre Institute der Energieforschung,
- Betreiber von Biogasanlagen (Umstellung von Stromerzeugung auf regionale Biogasversorgung),
- Hersteller von Heizkesseln und Brennern für Heizkessel.

18 Ausblick/Empfehlungen

Die guten Realisierungschancen von Biogas-Mikronetzen liegen in der besseren Wirtschaftlichkeit, im Vergleich zur Wärmeversorgung auf Basis der Hackschnitzelverbrennung. Die besten Chancen einer kurz- bis mittelfristigen Realisierung sind bei der Versorgung mit leitungsgebundenen Energieträgern zur Wärmeversorgung von Industrie- und Gewerbearealen im ländlichen Raum zu sehen, da die jahreszeitlich kontinuierliche Auslastung vorteilhaft für den Betrieb der Biogasanlage ist. Entscheidendes Kriterium für die Realisierung ist jedoch die Verfügbarkeit von Biomasse zur Erzeugung des Biogases. Der Biomasse aus Abfallstoffen, wie z.B. tierischen Exkrementen aus der Tierhaltung, ist jedoch der Vorzug zu geben. Dies primär deshalb, da diese nicht zur Konkurrenz der Lebensmittelproduktion beiträgt.

Der Vorteil von Biogas-Mikronetzen, gegenüber der Versorgung mit Erdgas, liegt in der regionalen Wertschöpfung und weitgehenden Autarkie bei der Bereitstellung von Biogas. Risiken sind, ebenso wie bei den konkurrierenden Systemen, in den vom Markt abhängigen volatilen Preisen für Biomasse und damit für die variablen Kosten der Energieerzeugung zu orten.

Die Umsetzung von neuen Versorgungskonzepten wie virtuellen PipeLines (Gasversorgung von netzvernetzen Gebieten mittels komprimierten Biogmethanes), stellt eine zusätzliche Option für Erweiterung des Kundenkreises für Biomethan und Sicherung der Biogasversorgung von lokalen netzfernen Biogas-Mikronetzen.

18.1 Umsetzung Demonstrationsprojekt

Es konnte, obwohl im Projektantrag eingereicht, das beantragte Demonstrations-Biogas-Mikronetz bislang nicht realisiert werden. Die Ursache dafür liegt auch darin, dass die Wirtschaftlichkeit der Biogas-Mikronetzen erst zu Projektende analysiert werden konnte. Deshalb werden derzeit aktiv Gespräche, mit dem Ziel der Umsetzung von Projektergebnissen, mit zukünftigen Netzbetreibern und zuständigen Gemeinden geführt. Die Umsetzung der Projektergebnissen hätte mehrere positive Auswirkungen, wie zum Beispiel:

- Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen
- Reduktion der notwendigen Förderungen für die Biogaserzeugung
- Reduktion der Treibhausgase
- Reduktion der Abhängigkeit von fossiler Energie
- Zusätzliche Beschäftigungsfelder (neue Arbeitsplätze)
- Reduktion der Bevölkerungsabwanderung.

In diesem Zusammenhang muss darauf hingewiesen werden, dass es für die Umsetzung eines Demonstrationsprojektes die Kooperation mit einem regionalen Energieversorger hilf-

reich wäre. Eine weitere wichtige Anforderung ist, dass sich das Projektteam aus den verschiedenen Fachbereichen zusammensetzt, um die sehr unterschiedlichen Themenbereiche kompetent zu bearbeiten.

Wie im Zuge des Projektes festgestellt wurde, wird die Aufbereitung von Biogas auf die Erdgasqualität aus mehreren, bereits oben angeführten Gründen, bevorzugt.

18.2 Empfehlungen für weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Im vorliegenden Projektbericht wurde versucht eine Vielzahl offener Fragen zum Thema Biogas-Mikronetz zu beantworten. Während des Projektes wurden aber auch Bereiche lokaliert, in welchen zukünftig weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten geleistet werden sollten. Es lassen sich diese in unterschiedliche Bereiche, in welchen geforscht werden sollte, einzeln definieren. Dies sind:

- Lastprofile, Lastmanagement,
- Alternative Gasverwertung
- (Biogas)Brenner und
- Pilotprojekt Biogas-Mikronetze

Lastprofile

Aufgrund der Datenlage über Lastprofile, welche mehrheitlich von der Salzburg Netz GmbH zur Verfügung gestellt wurden, ergibt sich, dass es vorteilhaft wäre, diese in einer größeren Anzahl und mit einer größeren Anzahl variierender Parameter, z.B. Seehöhe, Einwohnerzahl, Art des Brennstoffs, etc., zu analysieren. Dies wäre vorteilhaft, um ein besseres Profil des Verbrauchsverhaltens zu bekommen. Hierbei wäre es jedoch entscheidend, dass diese – am besten online – der Öffentlichkeit zu Forschungszwecken zur Verfügung gestellt werden könnten.

Alternative Gasversorgung

Gasversorgung von netzvernetzen Gebieten mittels komprimiertem Erd- oder Biogas stellt in den Ländern wie Argentinien, Peru und Dominikanische Republik bereits Stand der Technik dar. In Europa sind diese Konzepte wenig bekannt und wurden noch nicht umgesetzt. Eine Untersuchung dieser Versorgungskonzepte kann zur Öffnung der neuen Geschäftsfelder für Biogasanlagen und Sicherung der Biogasversorgung der netzfernen Biogas-Mikronetze beitragen.

Alternative Gasverwertung

Die Verwertung von Biogas in Gaswärmepumpen, als Treibstoff sowie der Vertrieb von aufbereitetem und komprimiertem Biogas in den netzfernen Gebieten zur Versorgung von privaten und gewerblichen Kunden muss aus technischer und wirtschaftlicher Sicht detailliert untersucht werden.

(Bio)Gasbrenner

Bei (Bio)Gasbrennern hat sich gezeigt, dass einige Unternehmen großes Interesse an weiterer Forschung und Entwicklung haben. Die Gasbrenner müssten jedoch auf Biogas „optimiert“ werden. Eine große Unbekannte hierbei ist aber noch die Verwendung von Biogas mit schwankender Biogasqualität und deren Auswirkungen auf den Brenner, und damit einhergehend auch auf die energetisch gerechnete Abrechnung. Um eine langfristige sichere Anwendung von nicht angereichertem Biogas in Gasbrennern und Gasgeräten zu gewährleisten, sind praktische Versuche mit Biogasgrenzqualitäten und deren Auswirkungen auf Emissionen und Standzeiten notwendig.

Biogas-Mikronetze

Das Demonstrations-Biogas-Mikronetz konnte bislang noch nicht umgesetzt werden. Es werden jedoch aktuell Gespräche mit relevanten Unternehmen und Entscheidungsträgern geführt, damit ein Biogas-Mikronetz vielleicht doch realisiert werden könnte. Die vorliegende Studie dient dabei als wichtige Grundlage.

Zusätzliche Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten finden sich aber auch in den Bereichen:

- Wirtschaftliche Speichertechniken für (Bio)Gase,
- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Rohgasreinigung,
- Potentialerhebung der Bereitstellung von Biomasse,
- Auswahl der Regionen, vor allem von ländlichen Gebieten, für Biogas-Mikronetze und
- Verbesserung der Laststeuerung von Biogasanlagen.

Weiters ist festzuhalten, dass Biogasleitungen aus PE (Polyethylen) heutzutage in Anwendung sind. Die Resistenz von PE und diverser Dichtungsmaterialien in Armaturen gegenüber einzelnen Inhaltsstoffen im Biogas sind auf Grund der bisher kurzen Erfahrung mit der Fort- bzw. Weiterleitung von Biogas in PE-Leitungen nicht erwiesen und müssten daher in konkreten Fällen überprüft werden.

19 Verzeichnisse

19.1 Literaturverzeichnis

- AAT ABWASSER- UND ABFALLTECHNIK GMBH (2008): Fax mit Richtpreisangeboten an HEIc am 08.02.2008.
- AGRARPLUS (2007): Biogas-Anlage Margarethen am Moos. URL: <http://www.agrarplus.at/projekte.energie.referenzen.margarethen.php?lang=de> (Stand: 11.06.2007).
- AGRANA (2007a): Veröffentlichung auf der Website. Ein Jahrzehnt des Fortschritts im Zuckerrübenanbau. URL: http://www.agrana.at/at/de/betaexpert/zuckeruebe/_betaexpert_902.asp (Stand: 18.06.2007).
- AGRANA (2007b): Pressemitteilung. Zuckerrüben-, Kartoffel- und Nassmaiskampagnen mit guten Erträgen abgeschlossen. URL: http://www.agrana.com/com/de/_meldungsarchiv_2670.asp (Stand: 18.06.2007).
- AGRANA (2007c): Geschäftsbericht 2006|07. URL: http://www.agrana.com/com/de/_agrana_gb_2006_07_d.pdf (Stand: 04.07.2007).
- AGROTEL (2008) Doppelmembranspeicher URL: <http://www.agrotel.at/Doppelmembranspeicher.86+M5e34df5a01a.0.html> (Stand: 28.02.2008).
- AHRER, W. (2006): Biogas-Brennstoffzellen– Eine Chance?. Vortrag im Rahmen des 13. Österreichischen Biomassetags in Tulln vom 08.11.2006.
- AK OBERÖSTERREICH (2008): Flüssiggas-Preise für Heizungstanks ohne Vertrag. URL: <http://www.arbeiterkammer.com/www-387-IP-20724.html> (Stand: 13.02.2008).
- AMON, T., HOPFNER-SIXT, K., KRYVORUCHKO, V., BODIROZA, V., MILOVANOVIC, D., AMON, B. (2007): Analyse und Optimierung neuer Biogasanlagen. Projektnummer: 809288. Unterstützt von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG) und dem Forum Biogas. Endbericht.
- AMTSBLATT DER EUROPÄISCHEN UNION (2003): Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG.
- API (API PVC- UND UMWELTBERATUNG GMBH) (2003): Pressemitteilung: PVC hilft bei der Nutzung erneuerbarer Energiequellen: Doppelmembran-Speicher für die Verwertung von Biogas. Juli 2003. URL: http://www.pvc.at/cgi-bin/HomepageSearchEngine.cgi?url=http://www.pvc.at/d/news_at_print_0703.htm&get_url&terms=speicher&case=off&noparts=off (Stand: 27.04.2007).
- ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E.V. (ASUE 2005): Heizen - Kühlen – Klimatisieren mit Gaswärmepumpen. Fachtagung. 21. April 2005, Starnberg. URL: http://www.asue.de/images/veroeff_pdf-/TagungsbandStarnberggesamt.pdf (Stand: 18.09.2007).

- ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E.V.
(Asue 2002): Broschüre „Gaswärmepumpen“: URL: http://www.asue.de/veroff/g_w_pump/image/g_w_pump.pdf (Stand 18.09.2007).
- ASUE (2007): Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. URL: <http://www.asue.de> (Stand:10.09.2007).
- ATLAS COPCO (2008): Kompressoren und Generatoren. Durchschnittlicher Leistungsbedarf von ölfrei verdichtenden Kompressoren. Veröffentlichung auf der Website. URL.: <http://productpagesct.atlascopco.com/index.asp?Lng=DE&Country=AT> (Stand: 31.03.2008).
- AUSTRIAN GAS CLEARING AND SETTLEMENT AG (AGCS) (2007): Veröffentlichungen auf der Website. URL: <http://www.agcs.at/> (Stand: 20.06.2007).
- AUSTRIAN ENERGY AGENCY (2007): Ökologischer Vergleich von Wärmepumpen mit Öl- und Gasheizungen. URL: www.energyagency.at/projekte/waermepumpen.htm#h8 (Stand 18.09.2007)
- AXAIR (2003): Produktinformation. Condair GS Serie A. Technische Dokumentation. URL: <http://www.axair.ch/Axair/d/produkte/Product.jsp?color=b&idP1=38&idP2=310#> (Stand: 24. 07.2007).
- AXAIR (2007): Produktinformation. Condair GS (Gasbeheizte Verdampfung). Condair GS - der wirtschaftliche gasbetriebene Dampflluftbefeuchter. URL: <http://www.axair.ch/Axair/d/produkte/Product.jsp?color=b&idP1=38&idP2=310#> (Stand: 24.07.2007).
- AXIOM (2008): Telefonische Mitteilung über die Investitions- und Betriebskosten einer Biogasaufbereitungsanlage von Herrn Szivacz, der Firma Axiom, vom 07.04.2008.
- AZ GASTECHNIK (2007): Erdgaswäschetrockner. URL: http://www.az-gruppe.de/pdfdat/gastechnik/Flyer_Trockner.pdf (Stand 06.08.2007).
- BALA, H (2007): Treibstoff aus Biogas „a Hof“. Präsentation im Tagungsband vom Biogas Fachkongress Biogas07, 28.11 – 29.11.2007 in Wieselburg.
- BAUR FOLIEN GMBH (2008): Fax mit Richtpreisangeboten an HEIc am 30.01.2008
- BAUER KOMPRESSOREN (2008): Hochdruckspeichersysteme. URL: http://www.bauergroup.de/de/produkte/erdgas_cng/beschreibungen/zubehoer/speichersysteme.php (Stand: 22.02.2008).
- BAUER KOMPRESSOREN (2008): Erdgasbetankungssysteme. URL.: http://www.bauer-kompressoren.de/de/produkte/erdgas_cng/beschreibungen/zubehoer/speichersysteme.php (Stand: 01.04.2008)
- BAUZENTRALE (2007): Veröffentlichung auf der Website. URL: <http://www.bauzentrale.com> (Stand 04.09.2007).
- BÄRNTHALER, J. (2007): Quelle: DI Josef Bärnthaler, Energieagentur Obersteiermark.
- BAYERISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT (2007): Biogashandbuch Bayern (12/2007). URL: <http://www.lfu.bayern.de/abfall/fachinformationen/biogashandbuch/index.htm> (Stand: 28.02.2008).
- BERGMAIR, J. (2006): Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in das Salzburger Gasnetz. Berichte aus Energie- und Umweltforschung. 8/2006. Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien.

- BERNHART, M., REIMERT, R. (2001): Ergebnisse eines Feldversuchs mit dem schwefelfreien Odoriermittel „Gasodor S-Free“, Gas Erdgas 11/2001.
- BIOENERGIESYSTEME GMBH (BIOS GMBH) (2007): Beschreibung der Produktion von Biogas in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage. URL: <http://www.bios-bioenergy.at/de/strom-aus-biomasse/biogas.html> (Stand: 24.07.2007).
- BIOGASMAX (2007): Veröffentlichungen auf der Website. URL: <http://www.biogasmax.eu> (Stand 10.09.2007).
- BIOGASTANKSTELLE (2007): Informationen bereitgestellt auf <http://biogastankstelle.de> (Stand 06.09.2007).
- BIO-POWER (2007): BIOPOWER NORDWESTSCHWEIZ AG, veröffentlichte Informationen auf: <http://www.bio-power.ch/> (Stand: 10.09.2007).
- BLOHM, M., ERDMENGER, C., GINZKY, H., MARTY, M., BECKERS, R., BRIEM, S., CLAUSEN, U., LOHSE, C., RECHENBERG, J., SCHÄFER, L., STERNKOPF, R. (2006): Technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ - nur eine Übergangslösung. Positionspapier des Umweltbundesamtes zu möglichen Auswirkungen, Potenzialen und Anforderungen. URL: <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3074.pdf> (Stand: 28.03.2008).
- BOBLENZ, K. (2005): Praxissemesterarbeit Bergakademie Freiberg „Integration einer Mikrogasturbine in eine bestehende Biogasanlage“.
- BORKENER ZEITUNG (2008): „14.000 Euro jährlich sparen mit Biogas“, Artikel vom 19.12.2007.
- BRANDAU, E. (2007): Mündliche Mitteilung von Herrn Eckart Brandau, Geschäftsführer der Firma Chemec GmbH, während des Telefonats mit Frau Drⁱⁿ Karin Mairitsch.
- BRAUNER, G (2005): Skriptum zur Vorlesung Energieübertragung und Kraftwerke. Technische Universität Wien, Oktober 2005.
- BRENNSTOFFHANDEL STADLOBER (2008): Telefonische Preisauskunft von Hr. Stadlober am 05.03.2008. URL: www.stadlober.at.
- BRICHTER (2008): Telefonat mit Hrn. Brichter von der Fa. Heat wärmetechnische Anlagen Ges.m.b.H am 26.03.2008.
- BRÜNNER, H. (1990): Der Gas und Wasserleitungsinstallateur. Bohmann Verlag. 7. Auflage. 1990.
- BS|ENERGY (2007): Broschüre der BS|ENERGY, Braunschweiger Versorgungs-AG & Co.KG.
- BUDERUS (2003): Dimensionierung und Auswahl von Heizkesseln für Gewächshäuser, Planungsunterlage 03/2003.
- BUDERUS (2008): Heizen mit Regenerativen Energien. URL: <http://www.buderus.de/sixcms/detail.php/2231636?prod%5BProdukte%5D=2231112&submit=Anzeigen> (Stand: 10.03.2008).
- BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH (BGBl) (2004): 417. Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, mit der die Kraftstoffverordnung 1999 geändert wird.
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT (BMWA) (2003): Technische Grundlagen für die Beurteilung von Biogasanlagen. 2003.

- CARBO TECH ENGINEERING GMBH (2006): Biomethan in Deutschland. Status Quo der technischen Möglichkeiten und Kosten der Biogasaufbereitung. URL:
[http://www.biokraftstoffe.org/download/Carbotech %20GreenGas Kongress %20.pdf](http://www.biokraftstoffe.org/download/Carbotech%20GreenGas_Kongress%20.pdf) (Stand: 04.03.2008).
- CARBO TECH ENGINEERING GMBH (2008): Stickstofferzeugungsanlage. Telefonat mit Hrn. Matthias Wolke und URL: <http://www.carbotech.info/index.php?compactline> vom 10.03.2008.
- CASTELL, A. (2008): E-Mail von Herrn Alfonso Castell, Geschäftsleitung der Fa. L+T Gas-technik am 27.03.2008.
- CENO TEC GMBH: Biogasspeicher von CENO TEC. URL: <http://www.ceno-tec.de/ind06hrd.htm> (Stand: 24.07.2007).
- CERBE, G., CARLOWITZ, O., KÄTELHÖN, J.E., KÖHLER, H., LEHMANN, J., LENDT, H., LETHEN, H., MAURUSCHAT, H., PIETSCH, H. (1999): Grundlagen der Gastechnik, Gasbeschaf-fung, Gasverteilung, Gasverwendung. 5. Auflage; Carl Hanser Verlag München Wien; ISBN 3-446-21109-8.
- CHEMECT GMBH (2007): Das Messgerät für CH₄, CO₂, O₂ und H₂S in Biogas und Klärgas. Veröffentlichung auf der Website der Chemec GmbH. URL: http://www.chemec.de/Biogas-Controller-BC20-Node_3414.html (Stand 05.07.2007).
- COMPATIR (2008): Hochdruckkompressoren URL: http://www.compair.at/Compressor_Selector.asp?model=Gazpack%2042%20Medium%20Inlet&air=4%2E95+bis+9%2E67&mor=75+bis+110&Pressure=250+bis+350&Speed=1485§ion=detail&id=582&Pressureunits=Bar%20g&MinPressure=&Flowunits=m3/min (Stand: 22.02.20085).
- CROOKERS, R.J. (2006): Comparative bio-fuel performance in internal combustion engines; Biomass and Bioenergy 30 (2006), p. 461-468.
- D'ANS-LAX (1967): Taschenbuch für Chemiker und Physiker, Bd.1, Makroskopische physika-lisch-chemische Eigenschaften, 3. Auflage.
- DCBP (2007): Persönliche Informationen von Viggo Bjørn (Sept. 2007) der Danish Centrali-sed Biogas Plants Thorsø und von Dr. Herdin (PGES), Mai 2007.
- DEERE (2007): Artikel in der John Deere Zeitschrift „ag'tuelles“ Biogasmaus statt Tieger im Tank. Mai 2007. URL: http://www.deere.com/de_DE/images/library/publication-furrow/may07/agtuelles.pdf (Stand 11.06.2007).
- DIN - NORM 51662 Flüssiggase: Propan, Propen, Butan, Buten und deren Gemische; Anfor-derungen, AUSGABE 1985-12.
- DANISH GAS TECHNOLOGY CENTRE (DGC) (2008): Veröffentlichungen auf der Website. URL: <http://www.dgc.dk> (Stand 11.06.2007).
- E-Control (2006): Bericht über die Ökostrom-Entwicklung und fossile Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich gemäß § 25 Abs 1 Ökostromgesetz (BGBl I Nr. 149/2002) zur Vorlage beim Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit und beim Elektrizitätsbeirat mit den wesentlichen Inhalten der Ökostromgesetz-Novelle 2006 sowie Ökostrom-verordnung 2006. November 2006. URL: <http://www.e-control.at/portal/pa>

- [ge/portal/ECONTROL_HOME/OKO/DOWNLOADS/BERICHTE/OEKOSTROMBERI_CHT/ECG-Oekostrombericht 2006 24-11-2006.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/OKO/DOWNLOADS/BERICHTE/OEKOSTROMBERI_CHT/ECG-Oekostrombericht_2006_24-11-2006.pdf) (Stand 03.07.2007).
- ENERGIE-CONTROL GmbH 2008: Veröffentlichung auf der Website: URL: [http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/OKO/ZAHLEN DATEN FAKTEN/Anlagenstatistik/ANERKANNT_OEKOA_NLAGEN](http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/OKO/ZAHLEN_DATEN_FAKTEN/Anlagenstatistik/ANERKANNT_OEKOA_NLAGEN) (Stand 16.04.2008)
- EHRENMÜLLER (2007): Telefongespräch von 07. 05. 2007; Firma Weishaupt.
- ENDRESS + HAUSER (2007): Veröffentlichung auf der Website. URL: www.de.endress.com (Stand 05.07.2007). Die Grafiken wurden dem Firmenprospekt entnommen.
- ENERGYOFFICE (2007): BfK - Büro für Kommunikation und Klimaschutzprojekte. Angabe auf der Website. URL: <http://www.energyoffice.org/> (Stand 15.07.2007)
- ENERTEC KRAFTWERKE GMBH (2008): Blockheizkraftwerk. URL: <http://www.enertec-kraftwerke.de/referenz.html> (Stand: 27.02.2008).
- ENTEC BIOGAS GMBH: Telefonische Angaben vom 28.01.2008.
- ERDGASAUTOS (2007): Veröffentlichungen auf der Website: URL: <http://www.erdgasautos.at/> (Stand 28.08.2007)
- ERDGAS CH (2007): Buderus Loganova (Diffusions-Absorptions-GWP). URL: http://www.erdgas.ch/uploads/pics/loganova_06.jpg (Stand: 24. 07.2007).
- ERDGAS OÖ (2006): Veröffentlichung der Erdgas OÖ. Absorptionskälteanlagen für Erdgas. Kälteanlagen ohne Kompressoren leben länger. Stand: 19.10.2006. URL: http://www.erdgasooe.at/imperia/md/content/pdf/eo_info_absorptionsk_ltemaschine_ic_haid.pdf (Stand 09.07.2007).
- ERDGAS OÖ (2004): Brennstoffzellen-Anlagen für Haushalte und Gewerbe in Österreich. URL: http://www.erdgasooe.at/imperia/md/content/pdf/folder_bsz.pdf (Stand 09.07.2007).
- ERDGAS OBERÖSTERREICH 2008, Preisinformation URL: <http://www.erdgasooe.at/produkte/komfortableserdgas/preis/index.asp> (Stand: 10.03.2008).
- ESTERS ELEKTRONIK GMBH (2007): Fluidistor-Gasdurchflussmesser GD 100. URL: <http://www.esters.de/products/5XX/300.shtml> (Stand 07.10.2007).
- EVN (2007): Persönliche Mitteilung von Herrn Dipl.-Ing. Peter Zaruba der Energieversorgung Niederösterreich, September 2007.
- EVN (2008): Ermittlung der Daten im Zusammenhang mit einer Erdgasdruckregelstation von DI Peter Zaruba, EVN, via E-Mail. Februar 2008.
- FACHVERBAND GAS WÄRME (FGW) (2008): Erdgasfahrzeuge in Österreich. Umwelt – Vorteile gegenüber Benzin und Diesel. URL: <http://www.erdgasautos.at/umwelt/461> (Stand: 01.04.2008).
- FLAGA GMBH (2007): Veröffentlichung auf der Website. Flüssiggas und Umwelt. Was ist Flüssiggas. URL: <http://www.flagat/index.php?id=1255> (Stand 31.07.2007).
- FLÜSSIGGAS (2007): Veröffentlichung auf der Website. URL: <http://www.fluessiggas.net/> (Stand 14.08.2007).
- FNR (2005): Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Basisdaten Biogas Deutschland, Stand März 2005 URL: <http://www.bio-energie.de>.

- FNR (2006): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Studie des Instituts für Energetik und Umwelt, Hrsg.: Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2. Auflage, Leipzig, 2006
- FORDONSGAS (2007): Veröffentlichung auf der Website. URL: <http://www.fordongas.se> (Stand: 19.06.07).
- FREESEN (2007): Freesen & Partner GmbH, Unternehmensberatung, Veröffentlichung auf <http://www.freesen.de> (Stand 01.2008).
- FÜRTAUER (2007): Veröffentlichung auf der Website der Firma Johann Fürtauer, Mess- und Elektrotechnik. FID – Flammenionisationsdetektor. URL: <http://www.fuertaufer.at/> (Stand 08.08.2007).
- GASMOBIL AG (2007): Broschüre „Erdgas- und Biogastankstellen in der Schweiz“ der gasmobil ag, Ausgabe 2007
- GASODORIERUNG (2005): Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, Richtlinie G79 Gasodorierung, März 2005
- GASWIRTSCHAFTSGESETZ-NOVELLE 2002 (GWG 2002): 148. Bundesgesetz, mit dem das Gaswirtschaftsgesetz und das Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungs-Behörden im Elektrizitätsbereich und die Errichtung der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission geändert werden 23.08.03 (GWG-Novelle 2002).
- GESELLSCHAFT FÜR GERÄTEBAU MBH (GFG) (2007): Veröffentlichung auf der Firmen-Website. URL: www.gasmessung.de (Stand 05.07.2007).
- GREENENVIRONMENT (2007): Veröffentlichung auf der Website. URL: <http://www.greenviroment.de/biogas/produkte/mikrogasturbine.html> (Stand 17.10.2007)
- GVM-AG (2008): Energieverbrauch LNG Transport URL: <http://www.gvm-ag.ch/de/power-mit-erdgas/erdgas/fluessiggas.html> (Stand: 27.02.2008).
- HAASE ENERGIETECHNIK AG (HAASE) (2006): HAASE BiogasVerstärker. Verstärkt Biogas zu Biomethan mit Erdgasqualität. URL:http://www.haase-energietechnik.de/de/Products_and_Services/Waste_Treatment/BiogasUpgrader/503-d_BiogasVerstaerker_1.pdf (Stand 11.06.2007).
- HAMMARBYSJOSTAD (2007): Veröffentlichung auf der Website. URL: <http://www.hammarbysjostad.se/> (Stand: 09.05.2007).
- HAMWORTHY GAS SYSTEM (2008a): Verfahren zur Herstellung von LNG. Vortrag von Sebastian Kunert im Rahmen der internationalen Fachtagung „Herstellung von Biomethan aus Biogas und dessen weitere Verarbeitung. 29. und 30.11. 2007. Tagungsband.
- HAMWORTHY GAS SYSTEM (2008b): Small Scale & Mini LNG Liquefaction Systems. URL: <http://www.hamworthy.com/docGallery/231.PDF> (Stand: 24.03.2008).
- HARASEK, M. (2007a): Pressetext. Biogas fürs Erdgasnetz. Beschreibung der neuen Aufbereitungstechnologie. Anlässlich der Eröffnung der Biogas-Netzeinspeisung Bruck an der Leitha. 25. Juni 2007.
- HARASEK, M. (2007b): Mündliche Mitteilung während des 3. Projektworkshops am 10.07.2007.

- HASLINGER, R. (2007): Zusätzliche Informationen zu den beschriebenen Erdgaslastprofilen. Via E-Mail übermittelt am 25.07.2007.
- HASLINGER, B. (2004): Biogaseinspeisung – Anforderungen an das Gasnetz, Diplomarbeit. Fachhochschule Joanneum Kapfenberg. September 2004. Kapfenberg.
- HAUNSCHMID, H. (2007): Mündliche Mitteilung von Herrn Herbert Haunschmid, Carrier Transicold Austria GmbH, während des Telefonats mit Georg Konrad. 09. Juli 2007.
- HEAT (2008): Ermittlung der Investitionskosten für die Bypassodierungsanlage G0750 via E- Mail vom Herrn Andreas Anderl von der Firma HEAT wärmetechnische Anlagen Ges.m.b.H.
- HEAT wärmetechnische Anlagen Ges.m.b.H. (2008): Telefonat vom 10.03.2008 mit Herrn Brichter der Fa. HEAT. URL: www.heat.at.
- HECHLER, H., VASS-WOLFF, D., UTESCH, B. u.a.(2007): Bioerdgas: Regenerative Energie mit Zukunft, Standortbestimmung für Energieversorger; ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.. Verlag Rationeller Energieeinsatz. URL: http://www.asue.de/images/veroeff_pdf/bioerdgas.pdf (Stand 20.03.2008).
- HELD, J. (2006): Biomethane Development in Sweden. Präsentation während der Tagung Gass 2006, Haugesund. 9-10. August 2006. URL: <http://www.sgc.se/nyheter/resources/Haugesund.pdf> (Stand 25.06.2007).
- HELIOPHUS ENERGY SYSTEMS GMBH (2008): Veröffentlichung auf der Website URL: www.helioplus.at (Stand: 26.03.2008).
- HESSENENERGIE (2004): Gesellschaft für rationelle Energienutzung mbH. Mikrogasturbinen im Markt der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. URL: http://www.hessenenergie.de/Downloads/Publikationen/2_Effiziente-ENutzung/INFOzuMGT-070704.pdf (Stand: 17.03.2008).
- HOFMANN, F., PLÄTTNER, A., SCHOLWIN, F. (2005): Möglichkeiten der Einspeisung von Biogas in das österreichische Gasnetz. Kurzfassung des Endberichts. Institut für Energetik und Umwelt. Leipzig. Auftraggeber: E-Control. Veröffentlich auf der Website der E-Control: URL: <http://www.e-control.at/portal/pls/portal/docs/125553.PDF> (Stand 17.06. 2007).
- HOHENWARTER, U., RENETZEDER, P., BAMBERGER, G. (2006): Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk für anaerobes Biogas". Endbericht. Institut für Wärmetechnik. TU Graz.
- HORNBACHNER, D., HUTTER, G., MOOR, D. (2005): Biogas-Netzeinspeisung. Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich. Forschungsprogramm im Rahmen der Energiesysteme der Zukunft, Projekt-Nr.807712. Jänner 2005.
- HORNBACHNER ENERGIE INNOVATION (HEI) (2007): Diese Daten entstammen von realen Unternehmen bzw. Ortsgasversorgungen, dürfen aber aus Datenschutzgründen nicht näher bezeichnet werden.
- HÜTTE (1989): Die Grundlagen der Ingenieurwissenschaften, 29. Auflage, Seite E 141.
- IKS GROUP (2008): Kostenermittlung via E-Mail für eine Verdichtungsanlage mit einem

- Volumenstrom von 250 m³/h mit einer effektiven Leistung von 10,5 kW_{el}, Firma Iks Group, Datum 26.02.2008.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - SHC TASK 25 "Final Brochure" URL:
http://www.arsenal.ac.at/downloads/Task25_final_broschure.pdf
- JANSSON (2007): Projektpräsentation von Lars-ERik Jansson, LRF Konsult, Stockholm
- JEHLEN S. (2005): Aufbau und Betrieb einer Mikrogasturbine zum Betrieb an einer landwirtschaftlichen Biogasanlage. Diplomarbeit an der FH Gießen-Friedberg. Deutschland. Februar 2005.
- JOHNSON, F.; RUE, M.D.(2003): Gas Interchangeability Tests; Evaluating the Range of Interchangeability of Vaporized LNG and Natural Gas; Gas Technology Institute; 1700 S. Mount Prospect Rd.; Des Plaines, IL 60018
- JOHNSON CONTROLS AUSTRIA GMBH & Co OHG (2007): Mündliche Mitteilung von Herrn Alut während des Telefonats mit Georg Konrad. 09. Juli 2007.
- Joos, L.(2002): Praxis der Gasanwendungstechnik in Haushalt und Gewerbe; Vulkan-Verl. 2002; Essen; ISBN 3-8027-3506-4
- JOST, A. (2002): Aufbau und Inbetriebnahme eines Versuchsstandes zur Ertüchtigung von Konversionsaggregaten zum Betrieb mit Biogas; Diplomarbeit; Fachhochschule Gießen-Friedberg.
- KAUT (2007): Veröffentlichung auf der Website. Kaut the air company. URL: www.kaut.de (Stand: 18.06.2007).
- KINK, F. F. (2007): Mündliche Mitteilung von Herrn Friedrich Franz Kink der Firma Flaga GmbH während des Telefonats mit Georg Konrad. 06. August 2007.
- KAHR, M. (2007): Mündliche Mitteilung von Herrn Martin Kahr, Steirische Gas-Wärme GmbH, während des Telefonats mit Georg Konrad am 16.08.2007 .
- KELLER, M. (2007): Angaben des Geschäftsführers der Bio-Power AG, Liestal, Hr. Mike Keller
- KLINSKI S. (2006): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Herausgegeben von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2. Auflage, Leipzig 2006
- Kristianstads kommun (2007): Informationsseite der Stadtverwaltung Kristianstad. URL: <http://www.kristianstad.se> (Stand: 03.04.2007).
- KOMUNALKREDIT PUBLIC CONSULTING (KPC 2007): Fördermappe UFI. Informationsblätter und technische Datenblätter. Biomasse-Nahwärme. URL: <http://www.kommunalkredit.at/kpc/blueline/upload/Biomasse-Nahw%C3%A4rme%20.pdf> (Stand: 18.06.2007).
- KOMPOGAS AG (2007): Veröffentlichung auf der Homepage der Kompogas AG: <http://www.kompogas.ch/> (Stand: 10.09.2007).
- KOMPOST-BIOGAS (2007): Information der ARGE Kompost Biogas, veröffentlicht auf: <http://www.kompost-biogas.info/> (Stand: 06.09.2007).
- KONRAD, G. (2007): Österreichische Aktivitäten im Bereich Biogas-Netzeinspeisung. Tagungsband; 16. Symposium Bioenergie. Festbrennstoffe-Flüssiggaskraftstoffe-Biogas. Bad Staffelstein Kloster Banz, Deutschland. 22. bis 23. November 2007.
- KRAWINKLER, R. (2007): Mündliche Mitteilung während des Telefonats mit Georg Konrad. 09. Juli 2007.

- KUNERT, S. (2008): Mail am 25.02.2008 von Sebastian Kunert, Hamworthy Gas Systems AS.
- L+T GASTTECHNIK KLÖPPER-WALDMANN GMBH & Co. KG (2007) Preisliste 2007 URL.: <http://www.lt-gasetechnik.de/preislisten/pl2007.pdf> (Stand: 28. 03.2008).
- LEGATH, S. (2007): Auf telephonische Anfrage Übermittlung der Daten via E-Mail vom 05. Juli 2007 an Hr. Georg Konrad (HEI).
- LEVINSKY, H.B. (2003): Consequence of „New“ Gases for the Behavior of Gas Utilization Equipment; Gasunie Research and Rijksuniversiteit Groningen; Netherlands.
- LINDE ANLAGENBAU (2008): Methanverflüssigungsanlage URL: <http://www.linde-anlagenbau.de/anlagenbau/erdgasaufbereitung/erdgasverfluessigung.php> (Stand: 25.02.2008).
- LINDE GAS GMBH (2001): Sicherheitshinweise -Umgang mit tiefkalt verflüssigten Gasen. URL: http://www.lindegas.at/download.php?t=1&abstract=sichhw_016_umgang_mit_tief_kalt_verflue_stickstoff_in_ortsbew_kryobeh (Stand: 17.03.2008).
- LINDE GAS (2007): Veröffentlichung auf der Website. URL: <http://www.linde-gase.de> (Stand 06.08.2007).
- LINDE GAS GMBH (2008): Preisangebot vom 10.03.2008 über Preise für CNG, CH₄, CO₂ und Stickstoff von Fr. Gabriele Donner.
- LIPP GMBH (2008): Fax mit Richtpreisangebot am 14.02.2008 an HEIc.
- LUCKENEDER (2008): Deuto-Clear® Sulfo, www.lukeneder-umweltschutz.de/
- LÜHRING (2007): Zentrale Biogas-Verstromung nach Durchleitung durch ein separates Gasnetz; http://www.freesen.de/wte/2007/de/ab/luehring_m.pdf (Abgerufen 19. Februar 2008; 13:45)
- MAIRITSCH, K. (2007): Biomethan – Brennwert – Messung. Studie durchgeführt im Auftrag von Hornbachner Energie Innovation Consulting GmbH (HEI). 10.07.2007.
- MALMBERG (2007): Veröffentlichungen auf der Website. URL: www.malmberg.se (Stand: September 2007).
- MARKLEWITZ, H.-V- (2007): Auf Anfrage via Mail übermittelt an Georg Konrad. 25. Juni 2007.
- METHAPUR (2007): Veröffentlichung auf der Website. URL: <http://www.methapur.com> (Stand: 8.10.2007).
- MICROTURBINE (2007): Veröffentlichungen auf der Firmen-Website. URL: <http://www.micro-turbine.com/prodsol/solutions/rrbiogas.asp> (Stand 17.10.2007)
- MUCHE KLÄRANLAGENBAU GMBH (2008a): Niederdruckgasspeicher URL: http://www.muche-ka.de/Gasspeicher_Niederdruck.htm (Stand: 22.02.2008).
- MUCHE KLÄRANLAGENBAU GMBH (2008b): Telefonische Angaben von Hr. Muche am 21.01.2008.
- MÜNZBERG, P.-P. (2000): Innovatives kryogenes Verfahren zur Verflüssigung von Biogas. In: Erneuerbare Energie Nachwachsende Rohstoffe. Landeskademie. Zukunftsakademie für Niederösterreich URL: <http://www.erneuerbareenergie.at/teil9/start9.htm> (Stand: 25.02.2008).
- NAKICENOVIC, N. (2005): Skriptum zur Vorlesung mit Übung aus Energieökonomie. TU-Wien, Oktober 2005

- NEFIGMANN (2007): Biogas vollständig verwerten. Präsentation am Energieschau-Sondertag des LZ Haus Düsse/ Landwirtschaftskammer NRW im März 2007.
- OMV (2004): Erdöl & Erdgas. Vom Fossil zum Kraftstoff. CD-Rom. 2004.
- OPPLIGER, R. 2007: Telefonische Auskunft am 11.09.2007 von Hr. Renee Oppliger, Mitarbeiter der regio energie solothurn.
- ÖSTERREICHISCHER AUTOMOBIL-, MOTORRAD- UND TOURING CLUB (ÖAMTC) (2007): LPG Tankstellen (= Flüssiggas) in Österreich. URL: <http://www.oamtc.at/netautor/pages/resshp/anwendg/1098021.html> (Stand 06.08.2007).
- ÖSTERREICHISCHER VERBAND FÜR FLÜSSIGGAS (ÖVFG) (2007): Anwendungsgebiete. So gut wie unbegrenzt in den Möglichkeiten. URL: http://www.fluessiggas.net/_anwendungsgebiete (Stand 06.08.2007).
- PANAQUA AG (2008a): Telefonat mit Hrn. GF Ulrich Gut, am 06.03.2008.
- PANAQUA AG (2008b): Veröffentlicht auf URL: www.panaqua.ch (Stand: 20.01.2008).
- PERSSON, M. (2006): Biogas as fuel vehicle – Swedish development and experience of upgrading techniques. Präsentation während der Konferenz “Construction and operation of biogas plants”. Trebon, Tschechische Republik. URL: <http://www.sgc.se/nyheter/resources/Tjeckien.pdf> (Stand: 25.06.2007).
- PIPELIFE (2007a): Preisliste Gasrohrsysteme Pipelife Austria GmbH & Co KG und persönliche Auskunft von Herrn Dipl.-Ing. Sens.
- PIPELIFE (2007b): PE Druckrohrsystem, Verlegeanleitung / Werknorm, Ausgabe 9/2007.
- PIRKL, W. (2007): Mündliche Mitteilung von Herrn Wolfgang Pirkl von Tyczka Totalgaz GmbH während des Telefonats mit Hr. Georg Konrad (HEI) 06. August 2007.
- PORPATHAM, E.; RAMESH, A.; NAGALINGAM, B. (2006): Effect of hydrogen addition on the performance of a biogas fuelled spark ignition engine; International Journal of Hydrogen Energy; (2006); doi: 10.1016/j.ijhydene.2006.09.001
- PRESSE (2007): Presseaussendung vom 31.08.2007 von Steirische Gas-Wärme und Salzburg AG URL: <http://www.ots.at/presseaussendung.php?schlüssel=OTS20070831OTS0221> (Stand: 18.09.2007).
- PROMEUS GMBH (2007): Veröffentlichung auf der Website. URL: <http://www.promeos.com> (Stand: 04.05.2007).
- RADGEN, P. (2003) : Benchmarking von Druckluftanlagen. Fachzeitschrift Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Bd. 55 Seite 32 -33, 2003.
- RADIO SVERIGE INTERNATIONAL (2007): Tanken mit Biogas scheitert an fehlenden Zapfsäulen, Beitrag vom 18.05.2007, veröffentlicht auf: <http://www.sr.se/cgi-bin/International-nyhetssidor/artikel.asp?ProgramID=2108&Nyheter=&format=1&artikel=1374588>
- RAMESOHL, S.; ARNOLD, K.; KALTSCHMITT, M.; SCHOLWIN, F.; HOFMANN, F.; PLÄTTNER, A.; KALIES, M.; LULIES, S.; SCHRÖDER, G.; ALTHAUS, W.; URBAN, W.; BURMEISTER, F. (2005): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 3: Biomassevergasung, Technologie und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland. Fraunhofer Institut Umsicht. Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen, August 2005.

- RECKNAGEL, H., SPRENGER E., SCHRAMEK E. (2002): Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. Oldenburg. Industrieverlag. München 70. Auflage 2002.
- RWE AG (2008): Mini-LNG. Veröffentlichung auf der Website der RWE AG. URL: www.rwe.com/.../gasnetz/gastransportnetze/language=de/id=272056/page-gastransportnetze.html (Stand: 24.03.2008).
- RWP BIOENERGIE GMBH (2007): Veröffentlichungen auf der Website. RWP. URL: <http://www.walch.or.at/> (Stand: 20. Juni 2007).
- RENEWABLE ENERGY NETWORK AUSTRIA (RENET): Veröffentlichungen auf der Website. Renet. Standorte. Strem. URL: www.renet.at (Stand: 16.07.2007).
- RIENESL, K. (2008): Telefonische Auskunft am 01.04.2008 von Hrn. Klaus Rienesl, Technischer Außendienst Fa. Linde Gas GmbH.
- RSENERGY (2008): Veröffentlichungen auf der Website: <http://www.rsenergy.de> (Stand. Jänner 2008).
- ROHRLEITUNGSGESETZ: Bundesgesetz vom 3. Juli 1975 über die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen StF: BGBl. Nr. 411/1975 i.d.g.F.
- ROHRMOSER, W. (2007): Mündliche Mitteilung von Herrn Ing. Wolfgang Rohrmoser von ECO Energietechnik GmbH, während des Telefonats mit Georg Konrad. 10. Juli 2007.
- SALCHENEGGER, S., Pölz, W. (2005): Biogas im Verkehrssektor - Technische Möglichkeiten, Potential und Klimarelevanz. Umweltbundesamt. Berichte 283. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien, 2005.
- SAMTECHGAS (2008): Angebot Fa. Samtechgas, www.samtechgas.com
- SATTLER AG (2007): Sattler Doppelmembran-Biogasspeicher. Produktinformation. URL: http://www.gca.de/sattler-pdf-ressources/pdf.php?name=BIOGAS_D.pdf (Stand: 18.06.2007).
- SATTLER AG (2008), Telefonat mit Hrn. Erchinger am 26.03.2008. Wartungskosten Membranspeicher und Traglufthallen.
- SCHMACK (2007): Schmack Biogas AG, Veröffentlichung auf der Homepage: <http://www.schmack-biogas.com/>, (Stand: 10.09.2007)
- SALZBURG NETZ GmbH (2007): Lastprofile wurden von Herrn DI Rupert haslinger, Salzburg Netz GmbH, zur Verfügung gestellt. 21.06. und 12.07.2007.
- SATTLER (2007): Sattler Doppelmembran-Biogasspeicher. Produktinformation. URL: http://www.gca.de/sattler-pdf-ressources/pdf.php?name=BIOGAS_D.pdf (Stand: 18.06.2007).
- SCHANDA, R., HEFFERMANN, A. (2008): Dr. Reinhard Schanda, RA, Dr. Angela Heffermann, RA: Memo. „Rechtliche Rahmenbedingungen für den Bau und den Betrieb eines Biogasmikronetzes“ im Auftrag von Dr. Dieter Hornbachner, Wien, 29.04.2008.
- SCHANDA, R. (2004): Dr. Reinhard Schanda, RA, Dr. Angela Heffermann, RAA: Memo. „Ausgewählte Fragen im Zusammenhang mit der Errichtung eines Biogasnetzes“ im Auftrag von Dr. Dieter Hornbachner, Wien, 02.12.2004.
- SCHOBER, D. (2007): Konzernkommunikation und Investor Relations der AGRANA. Telefonische Auskunft vom 09. Juli 2007.

- SCHULZ, H., EDER, B. (2006): BIOGAS-PRAXIS. Grundlagen - Planung - Anlagenbau - Beispiele - Wirtschaftlichkeit. 2006. ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg.
- SCHWARZ, F. (2007): Biogas tanken in Margarethen am Moos. Vortrag im Rahmen der Veranstaltung „Biogas als Treibstoff“. Club Niederösterreich. 25. April 2007.
- SCHWARZMAYR, J. (2007a): Auf telephonische Anfrage Übermittlung der Daten via E-Mail vom 06. Juli 2007 an Hr. Georg Konrad (HEI).
- SCHWARZMAYR, J. (2007b): Telephonische Mitteilung vom 23. Juli 2007 an Hr. Georg Konrad (HEI).
- SCHWEDISH GAS CENTRE (SGC) (2007): Biogas – a renewable fuel for the transport sector for the present and the future. 19. März 2007. Veröffentlichung auf der Website: URL: <http://www.sgc.se/rapporter/resources/Biogas%20info%202007.pdf> (Stand: 25.06.2007).
- SIMON, R.; SCHWANHÄUBER, M. (2004): Trends bei Biogasblockheizkraftwerken - neue Verfahren und Techniken der Gasverwertung; Vortrag bei der der Ktbl-Tagung: Die Landwirtschaft als Energieerzeuger (März 2004 in Osnabrück).
- SINGER, C.B. (2007): Natural Gas Variability in California: Environmental Impacts and Device Performance, Literature Review ana Evaluation for Residential Appliances; Pier Final Project Report prepared for California Energy Commission; February 2007 CEC-500-2006-110.
- SILICON (2007): Veröffentlichung auf der Website. URL: http://media.silicon.de/enid/client_server/host/29272 (Stand 17.10.2007).
- SOFTWARE FACTORY (2007): Programm zur Berechnung des Druckverlustes von Rohrleitungen und Armaturen. URL: www.softare-factory.de (Stand: 04.05.2007).
- Sousa, P., Lapp, T. (2004): Thermodynamische und betriebswirtschaftliche Analysen am Erdgaskavernenspeicher Reckrod. Diplomarbeit an der FH Giessen Friedberg. URL: http://www.mainova.de/pdf/DA_Lapp-Sousa_1.1.pdf (Stand: 25.02.2008).
- STATISTIK AUSTRIA (2007a): Obsternte 2006 nach Bundesländern in Tonnen URL: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/land_und_forstwirtschaft/agrarstruktur_flaechen_ertraege/obst/023052.html (Stand 01.08.2007).
- STATISTIK AUSTRIA (2007b): Energieeinsatz der Haushalte 2004. Gesamteinsatz aller Energieträger. URL: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html (Stand 08.08.2007).
- STATISTIK AUSTRIA (2008): Jahresdurchschnittspreise und -steuern für die wichtigsten Energieträger 2007. URL: http://www.statistik.at/web_de/static/jahresdurchschnittspreise_und_steuern_2007_fuer_die_wichtigsten_energiestr_030493.pdf (Stand: 08.08.2008)
- STATISTIK AUSTRIA (2005): Standard-Dokumentation. Metainformationen. (Definitionen, Erläuterungen, Methoden, Qualität) zu den Land- und forstwirtschaftlichen Erzeugerpreisen. Diese Dokumentation gilt ab Berichtszeitraum: 2005. Bearbeitungsstand: Dezember 2005. URL: www.statistik.at/web_de/static/_008376.pdf (Stand: 05.07.2007).

- STEIRISCHE GAS-WÄRME GMBH (2008): Mündliche Mitteilung von Herrn DI Heimo Plattner und DI Norbert Marchan, Februar 2008.
- STIRLING- ENGINE (2007): Stirling Systems GmbH URL: <http://www.stirling-engine.de/> (Stand 03.09.2007).
- TARGYIK-KUMER, L. (2007): Mündliche Mitteilung während des 3. Projektworkshops am 10.07.2007.
- TEEKARAM, A.; PARKER, J.; TOPALTZIKI, A.; FLETCHER, A.; KINGSWOOD, C.(2005): Assessment of gas quality on domestic appliances; A Report by BSRIA Limited for the DTI and Gas Quality Steering Group; Final Report 19299/1; December 2005.
- THEIBING, M. (2006): Biogas Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze. Berichte aus Energie- und Umweltforschung. 1/2006. Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien.
- THERMOGAS (2008): Telefonische Auskunft der Firma Thermogas- und Gerätevertriebs – GmbH Stuttgart am 12.02.2008.
- THÖNI (2007): Kostenermittlung für eine 500 kW_{el} Biogasanlage via E-Mail vom 20.11.2007 vom Herr Michael Krismer, Firma: Thöni GmbH.
- THRÄN, D., SEIFFERT, M., MÜLLER-LANGER, F., PLÄTTNER, A., VOGEL, A. (2007): Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie. Teilbericht I. Institut für Energetik und Umwelt. Januar 2007.
- TRETTNER, H. (2003): Neue Optionen für die Nutzung von Biogas - eine technooökonomische Analyse der Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins österreichische Erdgasversorgungsnetz. Diplomarbeit. Technische Universität Wien. 2003.
- TÜV – AUSTRIA (2008): Informationen zu Erdgastankstellen. URL.: http://www.tuev.at/start/browse/Webseiten/TUV%20Austria%20Holding/Dienstleistungen/Elekrotechnik/Erdgastankstellen/erdgas_de.xdoc (Stand: 02.04.2008).
- PREINEDER, M. (2005): Veröffentlichung auf der Website von Herrn Martin Preineder. URL: http://www.preineder.at/Infoseiten/IS_2005_08_Biogastreibstoff.htm (Stand 13.06.2007).
- UNTERHOLZER, H. (2007): Telefongespräch mit Herrn Unterholzer am 10. 05. 2007, der Firma Hoval.
- U.S. EPA AND ICF INC. (2007): AgStar Handbook, second edition. URL: <http://www.epa.gov/agstar/index.html> (03.05.2007).
- UTESCH, B., TELGES, K., STAHLBERG, W. (2001): Gaswärmepumpen: Ideal zum Heizen, Warmwasserbereiten und Entfeuchten. In: Wärmepumpe aktuell. 3. Jahrgang / Ausgabe 3. September 2001.
- VERBAND DER SCHWEIZERISCHEN GASINDUSTRIE (VSG): Basis-Information. Herausgeber: VSG. URL: http://www.erdgas.ch/fileadmin/authors/pdf/bas1_05_d.pdf (Stand 14.08.2007).
- VOLKERT, J. (2007): Email vom 28. 08. 2007.
- VOß, S.; AL-HAMAMRE, Z.; und TRIMIS, D.(2007): Verbrennung von Schwach- und Mittelgasen in Porenbrennern – Emissionsverhalten und Verbrennungsstabilität; 58. Berg- und Hüttenmännischer Tag 13. – 15. Juni 2007.

-
- WALCH, CH. (2007): Auf telephonische Anfrage Übermittlung der Daten via E-Mail vom 14. Juni 2007 an Hr. Georg Konrad (HEI).
- WALDHERR, P. (2007): Telefongespräch von 07. 05. 2007; Firma Vailant.
- WARTHA, CH. (2007): Mündliche Mitteilung während des 3. Projektworkshops am 10.07.2007.
- WEGAS (2006): Pressemitteilung vom 22.Juni 2006. URL: <http://www.wendland-elbtal.de/index.php?id=57,91,0,0,1,0> (Stand 26.02.2007).
- WENDLAND ELBTAL(2007): Veröffentlichung auf der Homepage: <http://www.wendland-elbtal.de/> (Stand 10.09.2007).
- WENNINGER, K. (2007a): Auf telephonische Anfrage Übermittlung der Daten via E-Mail vom 20. Juni 2007 an Hr. Georg Konrad (HEI).
- WENNINGER, K. (2007b): Betriebsspiegel der Wenninger Biogas GmbH; via E-Mail übermittelt von Karl Wenninger am 27.06.2007.
- WILLIAMS, T., EASTELL, L., BROWN, M. (2005): Assessment of changes to the performance of gas appliances in relation to variations in gas quality; Report to Department of Trade and Industry from Advantica; October 2005.
- WILLIAMS, T., MCKAY, G., BROWN, M. (2004): Assessment of the impact of gas quality on the performance of domestic appliances (A pilot study); Report to Department of Trade and Industry from Advantica; July 2004.
- WIENENERGIE (2008): Jahresabrechnung für ein Privathaushalt in Wien, Abrechnungszeitraum 1.08.07-1.08.08.
- WÜNNING, G.J. (2003): FLOX® – Flameless Combustion. Thermprocess Symposium 2003, VDMA.
- XERGI (2007): URL: <http://www.xergi.de/default.aspx?m=4&i=109&pi=7&pr=1> (Stand: 03.05.2007).
- YORK (2003): Veranstaltung der Gasgemeinschaft Halle/Saale am 21. November 2003 in Freyberg. URL: <http://www.hallegas.de/vortrag/umwelt.pdf>. (Stand: 13.05.2007).
- ZARUBA, P. (2008): E-Mail am 18.02.2008 von DI Peter Zaruba, Netz Engineering Gas der EVN Netz GmbH - Maria Enzersdorf.

19.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Jahreslastgang des Mikronetzes „Ländliches Ortsnetz“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei hohem biogenem Deckungspotenzial	4
Abbildung 2:	Schema eines Biogas-Mikronetzes	16
Abbildung 3:	Biogastransport und Wärme für das Kreishaus Steinfurt (NEFIGMANN 2007).....	19
Abbildung 4:	Biogasnetz Braunschweig (BS ENERGY 2007)	20
Abbildung 5:	Biogasanlage in Margareten am Moos (AGRARPLUS 2007).....	21
Abbildung 6:	Flüssiggaslagertank in Schwechat (OMV 2004)	24
Abbildung 7:	Transportvarianten von Flüssiggas (LINDE GAS 2007)	25
Abbildung 8:	Graphische Darstellung der Mikronetzstruktur Typ 1a: Ländliches Ortsnetz	27
Abbildung 9:	Graphische Darstellung der Mikronetzstruktur Typ 1b: Ländliches Ortsnetz mit Erdgasanschluss.....	28
Abbildung 10:	Graphische Darstellung der Mikronetzstruktur Typ 4a: Gewerbegebiet.....	29
Abbildung 11:	Graphische Darstellung der Mikronetzstruktur Typ 4b: Gewerbegebiet mit Erdgasanschluss	30
Abbildung 12:	Graphische Darstellung der Mikronetzstruktur Typ 5: Gemischtes Gebiet	31
Abbildung 13:	Graphische Darstellung der Mikronetzstruktur Typ 6: Gemischtes Gebiet mit Erdgasanschluss.....	32
Abbildung 14:	Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage RWP Bioenergie GmbH (eigene Darstellung, Daten: WALCH 2007).....	36
Abbildung 15:	Monatliche Biogasproduktion der RWP Bioenergie GmbH (eigene Darstellung, Daten: WALCH 2007).....	36
Abbildung 16:	Dauererzeugungslinie der RWP Bioenergie GmbH (Tagesproduktion) (eigene Darstellung, Daten: WALCH 2007)	37

Abbildung 17:	Jahreslastgang der Bäckerei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	39
Abbildung 18:	Monatlicher Verbrauch der Bäckerei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	39
Abbildung 19:	Tageslastgang der Bäckerei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	40
Abbildung 20:	Dauerlastlinie der Bäckerei (stündlicher Verbrauch)	41
Abbildung 21:	Dauerlastlinie der Bäckerei (Tagesverbrauch).....	41
Abbildung 22:	Jahreslastgang der Wäscherei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	43
Abbildung 23:	Monatsverbrauch der Wäscherei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	43
Abbildung 24:	Tageslastgang der Wäscherei (eigene Darstellung: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	44
Abbildung 25:	Dauerlastlinie der Wäscherei (stündlicher Verbrauch)	45
Abbildung 26:	Dauerlastlinie der Wäscherei (Tagesverbrauch).....	45
Abbildung 27:	Jahreslastgang des Wohngebäudes (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	47
Abbildung 28:	Monatsverbrauch des Wohngebäudes (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	48
Abbildung 29:	Tageslastgang des Wohngebäudes (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	48
Abbildung 30:	Dauerlastlinie des Wohngebäudes (stündlicher Verbrauch)	49
Abbildung 31:	Dauerlastlinie des Wohngebäudes (Tagesverbrauch)	50
Abbildung 32:	Jahreslastgang der Ortsgasversorgung I (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	51
Abbildung 33:	Monatsverbrauch der Ortsgasversorgung I (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	52
Abbildung 34:	Tageslastgang der Ortsgasversorgung I (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	52

Abbildung 35:	Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung I (stündlicher Verbrauch) (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	53
Abbildung 36:	Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung I (Tagesverbrauch) (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	54
Abbildung 37:	Jahreslastgang der Ortsgasversorgung II.....	55
Abbildung 38:	Monatsverbrauch der Ortsgasversorgung II	56
Abbildung 39:	Tageslastgang der Ortsgasversorgung II.....	56
Abbildung 40:	Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung II (stündlicher Verbrauch).....	57
Abbildung 41:	Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung II (Tagesverbrauch).....	57
Abbildung 42:	Jahreslastgang des prototypischen ländlichen Ortsnetzes mit einem Verbrauchsmittelwert von 130 m ³ /h	59
Abbildung 43:	Jahreslastgang des prototypischen Gewerbegebietes mit einem Verbrauchsmittelwert von 130m ³ /h	60
Abbildung 44:	Jahreslastgang des prototypischen gemischten Gebietes mit einem Verbrauchsmittelwert von 130 m ³ /h	61
Abbildung 45:	Zieldreieck der Anlagen- und Speicherdimensionierung	63
Abbildung 46:	Unterschiedliche Versorgungssituationen in Mikronetzen: a) hohes, b) mittleres und c) geringes biogenes Deckungspotenzial	66
Abbildung 47:	Energieflussbild im Biogas-Mikronetz	67
Abbildung 48:	Schema des Simulationstools „HEI Micronet“	69
Abbildung 49:	Jahreslastgang des Mikronetzes „Ländliches Ortsnetz“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei hohem biogenen Deckungspotenzial	70
Abbildung 50:	Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Ländlichen Ortsnetzes“ bei hohem biogenem Deckungspotenzial.....	71
Abbildung 51:	Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 1a und 1b bei hohem biogenem Deckungspotenzial	73
Abbildung 52:	Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 1a und 1b bei hohem biogenem Deckungspotenzial	73

Abbildung 53:	Jahreslastgang des Mikronetzes „Ländliches Ortsnetz“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial	74
Abbildung 54:	Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Ländlichen Ortsnetzes“ bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial.....	75
Abbildung 55:	Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 1a und 1b bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial	77
Abbildung 56:	Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 1a und 1b bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial	77
Abbildung 57:	Jahreslastgang des Mikronetzes „Ländliches Ortsnetz“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei geringem biogenem Deckungspotenzial	78
Abbildung 58:	Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Ländlichen Ortsnetzes“ bei geringem biogenem Deckungspotenzial.....	79
Abbildung 59:	Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 1a und 1b bei geringem biogenem Deckungspotenzial	81
Abbildung 60:	Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 1a und 1b bei geringem biogenem Deckungspotenzial	81
Abbildung 61:	Jahreslastgang des Mikronetzes „Gewerbegebiet“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei hohem biogenem Deckungspotenzial	83
Abbildung 62:	Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Gewerbegebiets“ bei hohem biogenem Deckungspotenzial	83
Abbildung 63:	Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 4a und 4b bei hohem biogenem Deckungspotenzial	85
Abbildung 64:	Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 4a und 4b bei hohem biogenem Deckungspotenzial	85
Abbildung 65:	Jahreslastgang des Mikronetzes „Gewerbegebiet“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial	86

Abbildung 66:	Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Gewerbegebiets“ bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial	87
Abbildung 67:	Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 4a und 4b bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial	89
Abbildung 68:	Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 4a und 4b bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial	89
Abbildung 69:	Jahreslastgang des Mikronetzes „Gewerbegebiet“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei geringem biogenem Deckungspotenzial	90
Abbildung 70:	Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Gewerbegebiets“ bei geringem biogenem Deckungspotenzial	91
Abbildung 71:	Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 4a und 4b bei geringem biogenem Deckungspotenzial	93
Abbildung 72:	Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 4a und 4b bei geringem biogenem Deckungspotenzial	93
Abbildung 73:	Jahreslastgang des Mikronetzes „Gemischtes Gebiet“ und Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage(n) bei hohem biogenem Deckungspotenzial	95
Abbildung 74:	Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Gemischten Gebiets“ bei hohem biogenem Deckungspotenzial	96
Abbildung 75:	Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 5 und 6 bei hohem biogenem Deckungspotenzial	98
Abbildung 76:	Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 5 und 6 bei hohem biogenem Deckungspotenzial	98
Abbildung 77:	Jahreslastgang des Netzes „Gemischtes Gebiet“ und Jahreserzeugungsprofil der Anlage bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial	99
Abbildung 78:	Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Gemischten Gebiets“ bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial	100
Abbildung 79:	Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 5 und 6 bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial	102

Abbildung 80:	Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 5 und 6 bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial	102
Abbildung 81:	Jahreslastgang des Netzes „Gemischtes Gebiet“ und Jahreserzeugungsprofil der Anlage bei geringem biogenem Deckungspotenzial	103
Abbildung 82:	Jahresgang des Biogasüberschusses und des Zusatzgases des „Gemischten Gebiets“ bei geringem biogenem Deckungspotenzial	104
Abbildung 83:	Jahresgang der Speicherentnahme der Mikronetze Typ 5 und 6 bei geringem biogenem Deckungspotenzial	106
Abbildung 84:	Biogener Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speicherkapazität der Mikronetze Typ 5 und 6 bei geringem biogenem Deckungspotenzial	106
Abbildung 85:	Ergasverflüssigungsanlage (LINDE ANLAGENBAU 2008)	109
Abbildung 86:	LNG-Anlage Snurrevarden (HAMWORTHY GAS SYSTEM 2008a)	111
Abbildung 87:	Folienhaubengasspeicher (BAYERISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT 2007)	113
Abbildung 88:	Foliendachspeicher mit Teleskopstütze (BAYERISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT 2007)	113
Abbildung 89:	Ballonspeicher (SATTLER AG 2007)	114
Abbildung 90:	Schematische Darstellung eines Ballonspeichers als Niederdruckspeicher (SATTLER AG 2007)	115
Abbildung 91:	Niederdruckspeicher (MUCHE - KLÄRANLAGENBAU 2008a)	115
Abbildung 92:	Tragluft-Membranspeicher auf Fermenter (BAYERISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT 2007)	117
Abbildung 93:	Zweischaliges Biogasdach mit verschiedenen Serviceschächten für die Feststoffbeschickung und für Mixer (SATTLER AG 2007)	117
Abbildung 94:	Doppelmembranspeicher über Fermenter (AGROTEL 2008)	118
Abbildung 95:	Doppelmembran-Biogasspeicher (Sattler AG 2007)	119
Abbildung 96:	Druckgasspeicher (PANAQUA AG 2008b)	120
Abbildung 97:	Hochdruck-Gaskompressor (COMP AIR 2008)	122

Abbildung 98:	Hochdruckgasspeicher (BAUER KOMPRESSOREN 2008)	123
Abbildung 99:	Spezifische Investitionskosten unterschiedlicher BHKW-Größen (eigene Darstellung, Daten: KLINSKI 2006)	133
Abbildung 100:	Energieflussdiagramm der Helioplus-Hybridheizung	139
Abbildung 101:	Qualitative Bestimmung von Gasen über Messung der Wärmeleitfähigkeit (GFG 2007)	145
Abbildung 102:	Messung des Gasdurchflusses über die Druckdifferenz an einer Staudrucksonde (ENDRESS + HAUSER 2007)	147
Abbildung 103:	Messung der Gasdurchflusses über Thermische Massedurchflussmessung (ENDRESS + HAUSER 2007)	147
Abbildung 104:	Prinzipdarstellung Flammenionisationsdetektor (Vakuum-FID) (FÜRTAUER 2007)	151
Abbildung 105:	Elektromuffe (PIPELIFE 2007b).....	156
Abbildung 106:	Rohrwiderstand pro 100 m für DN 25 bis DN 80.....	162
Abbildung 107:	Schematische Darstellung der Netzstruktur des „ländlichen Ortsnetzes“ (MN 1).....	167
Abbildung 108:	Schematische Darstellung der Netzstruktur des „Gewerbegebietes“ (MN 4)	167
Abbildung 109:	Schematische Darstellung der Netzstruktur des „gemischten Gebietes (MN 5 und 6)	168
Abbildung 110:	Spezifische Kosten des Biogasleitungsbau pro m Trassenlänge	171
Abbildung 111:	Teilvormischender, atmosphärischer Gasbrenner (Joos 2002)	182
Abbildung 112:	Schadstoffemissionen in Abhängigkeit vom Gas/Luft-Gemisch (Joos 2002).....	183
Abbildung 113:	Schematische Darstellung des Flammen-Abhebens und des Flammenrückschlags	184
Abbildung 114:	Überstöchiometrisch vormischender, atmosphärischer Gasbrenner mit Mehrlochdüse (Joos 2002).....	185
Abbildung 115:	Typische Verläufe der Emissionen NO _x , CO und HC über dem Luftkraftstoffverhältnis λ (JOST 2002).....	187
Abbildung 116:	Amperometrische Lambda-Sonden (Joos 2002).....	189

Abbildung 117:	SCOT-Gasbrennerregelung (Joos 2002)	190
Abbildung 118:	Adiabate Flammentemperatur und laminare Brennergeschwindigkeit in Abhängigkeit von CH ₄ und CO ₂ -Gehalt (VOB 2007)	198
Abbildung 119:	Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle (ERDGAS OÖ 2006).....	201
Abbildung 120:	Funktionsprinzip einer Mikrogasturbine (BRAUNER 2005)	202
Abbildung 121:	Marktentwicklungsprognose für Gas-Wärmepumpen in Deutschland (KAUT 2007).....	203
Abbildung 122:	Funktionsweise gasmotorisch betriebener Wärmepumpen (ASUE 2002).....	204
Abbildung 123:	Funktionsweise gasbefeueter Absorptionswärmepumpen (ASUE 2002).....	205
Abbildung 124:	Primärenergieeinsatz verschiedener Heizsysteme (Warmwasserbereitung nicht berücksichtigt) (ASUE 2002).....	207
Abbildung 125:	Richtwerte für die Leistungszahl von Hubkolben- und Turboverdichter – Wasserkühlsätze und Wärmeverhältnis von Absorptionswasserkühlsätzen bei Nenntemperaturen (Abweichungen je nach Hersteller von +10 % bis -20 % möglich) (RECKNAGEL ET.AL. 2002)	209
Abbildung 126:	Emissionsminderung gegenüber konventionellem Strom-Kaltdampfprozess (ASUE 2005)	210
Abbildung 127:	Direktverdampfungssystem (KAUT 2007)	212
Abbildung 128:	Wassersystem (KAUT 2007).....	213
Abbildung 129:	Mischsystem (KAUT 2007)	213
Abbildung 130:	3-Leiter-System (KAUT 2007).....	214
Abbildung 131:	Emissionsreduktionen von erdgasbetriebenen Fahrzeugen im Vergleich zu benzin- sowie dieselbetriebenen Fahrzeugen (FGW 2008).....	218
Abbildung 132:	Entwicklung der Methangasmengen in Schweden (PERSSON 2006).....	220
Abbildung 133:	Südschwedisches (Erd- und Bio)Gastankstellennetz (FORDONGAS 2007).....	221
Abbildung 134:	Bustankstelle in Trollhättan (BÄRNTHALER 2007).....	223

Abbildung 135: Biogasaufbereitung in Jameln (HAASE 2006)	224
Abbildung 136: Verlauf der Absatzmenge der Biogastankstelle in Jameln (eigene Darstellung, Daten: MARKLEWITZ 2007)	224
Abbildung 137: Wobbe-Index und Brennwert Biogas-Erdgas H Gemische	228
Abbildung 138: Wobbe-Index und Brennwert Biogas/Propan-Gemisch.....	232
Abbildung 139: Stickstoffproduktionsanlage (CARBO TECH ENGINEERING GMBH 2008) ...	233
Abbildung 140: Wobbe-Index und Brennwert von Erdgas/Luft-Gemischen	238
Abbildung 141: Gasmischanlage (L+T GASTECHNIK 2008)	239
Abbildung 142: R&I-Fließbild einer Gasmischanlage (L+T GASTECHNIK 2008)	240
Abbildung 143: Spezifische Investitionskosten von Gasmischanlagen in Abhängigkeit der Mischleistung (eigene Darstellung, DATEN: L+T-GASTECHNIK 2007).....	241
Abbildung 144: Leitungsplan Biogas-Mikronetz	260
Abbildung 145: Netzplan inklusive Anschlussleistungen [kW].....	265
Abbildung 146: Netzplan inklusive Anschlussleistungen [kW], Knoten und Leitungslängen.....	266
Abbildung 147: Rohrdimensionen und Druckverlust in mbar.....	267
Abbildung 148: Zuordnung von Investitionskosten auf Annuitäten über die Abschreibungsjahre einer Anlage (Quelle: Nakicenovic 2005)	273
Abbildung 149: Kostenblöcke eines prototypischen Biogas-Mikronetzes	275
Abbildung 150: Spezifische Kosten einzelner Komponenten eines prototypischen Biogas-Mikronetzes.....	279
Abbildung 151: Kosten des Biogases im Mikronetze 1a und 1b bei hohem biogenem Deckungspotential in Abhängigkeit von der Speichergröße.....	283
Abbildung 152: Optimierte Kosten des Biogases im Mikronetz 1a und 1b bei hohem biogenem Deckungspotential	284
Abbildung 153: Kosten des Biogases im Mikronetze 1a und 1b bei mittlerem biogenem Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Speichergröße.....	286
Abbildung 154: Optimierte Kosten des Biogases im Biogas-Mikronetz 1a und 1b bei mittlerem Deckungspotential	287

Abbildung 155: Kosten der Biogas-Mikronetze Typ 1a und 1b bei geringem biogenem Deckungspotenzial in Abhängigkeit der Speichergröße	289
Abbildung 156: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 1a und 1b bei geringem biogenem Deckungspotenzial	289
Abbildung 157: Kosten der Biogas-Mikronetze Typ 4a und 4b bei hohem biogenem Deckungspotenzial	291
Abbildung 158: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 4a und 4b bei hohem biogenem Deckungsgrad	292
Abbildung 159: Kosten der Biogas-Mikronetze Typ 4a und 4b bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial	293
Abbildung 160: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 4a und 4b bei mittlerem biogenem Deckungsgrad	295
Abbildung 161: Kosten der Biogas-Mikronetze Typ 4a und 4b bei geringem biogenem Deckungspotenzial	296
Abbildung 162: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 4a und 4b bei geringem biogenem Deckungsgrad	297
Abbildung 163: Gaskosten in Biogas-Mikronetzen Typ 5 und 6 bei hohem biogenem Deckungspotenzial, in Abhängigkeit von der Speichergröße	299
Abbildung 164: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 5 und 6 bei hohem biogenen Deckungsgrad	300
Abbildung 165: Kosten der Biogas-Mikronetze 5 und 6 bei mittlerem biogenem Deckungspotenzial, in Abhängigkeit von der Speichergröße	302
Abbildung 166: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 5 und 6 bei mittlerem biogenem Deckungsgrad	303
Abbildung 167: Kosten der Biogas-Mikronetze 5 und 6 bei geringem biogenem Deckungspotenzial, in Abhängigkeit von der Speichergröße	304
Abbildung 168: Kostengünstigste Auslegungsformen der Biogas-Mikronetze 5 und 6 bei geringem biogenem Deckungsgrad	305
Abbildung 169: Tageslastgang „Heizgas EFH“ (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007).....	355
Abbildung 170: Tageslastgang „Heizgas MFH“ (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007).....	356

Abbildung 171: Tageslastgang „Heizgas Gewerbe“ (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007).....	356
Abbildung 172: Prozessgas Kochen (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)	358
Abbildung 173: Prozessgas Warmwasser (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)	359
Abbildung 174: Gewerbe Prozessgas (Winter und Übergang) (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)	360
Abbildung 175: Gewerbe Prozessgas (Sommer) (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007).....	361
Abbildung 176: Monatliche Biogasproduktion der Biogasanlage Wenninger (eigene Darstellung, Daten: Wenninger 2007a).....	362
Abbildung 177: Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage Schwarzmayr (eigene Darstellung, Daten: SCHWARZMAYR 2007a)	363
Abbildung 178: Monatliche Biogasproduktion der Biogasanlage Schwarzmayr (eigene Darstellung, Daten: Schwarzmayr 2007a)	364
Abbildung 179: Dauererzeugungslinie der Biogasanlage Schwarzmayr (Tagesproduktion) (eigene Darstellung, Daten: Schwarzmayr 2007a) ...	365
Abbildung 180: Anlagenschema der Biogasanlage Strem (Renet).....	366
Abbildung 181: Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage Strem (eigene Darstellung, Daten: Legath 2007).....	367
Abbildung 182: Monatliche Biogasproduktion der Biogasanlage Strem (eigene Darstellung, Daten: LEGATH 2007).....	367
Abbildung 183: Dauererzeugungslinie der Biogasanlage Strem (Tagesproduktion) (eigene Darstellung, Daten: LEGATH 2007)	368
Abbildung 184: Jahreslastgang eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie.....	369
Abbildung 185: Monatlicher Verbrauch eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie	370
Abbildung 186: Tageslastgang eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie.....	371
Abbildung 187: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie (stündlicher Verbrauch)	372
Abbildung 188: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie (Tagesverbrauch)	372

Abbildung 189: Jahreslastgang eines Unternehmens der Papierindustrie I.....	374
Abbildung 190: Monatlicher Verbrauch eines Unternehmens der Papierindustrie I	374
Abbildung 191: Tageslastgang eines Unternehmens der Papierindustrie I.....	375
Abbildung 192: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Papierindustrie I (stündlicher Verbrauch)	376
Abbildung 193: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Papierindustrie I (Tagesverbrauch).....	376
Abbildung 194: Jahreslastgang eines Unternehmens der Papierindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	378
Abbildung 195: Monatlicher Verbrauch eines Unternehmens der Papierindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	378
Abbildung 196: Tageslastgang eines Unternehmens der Papierindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	379
Abbildung 197: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Papierindustrie II (stündlicher Verbrauch)	380
Abbildung 198: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Papierindustrie II (Tagesverbrauch).....	380
Abbildung 199: Jahreslastgang eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie I....	382
Abbildung 200: Monatlicher Verbrauch eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie I	383
Abbildung 201: Tageslastgang eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie I....	383
Abbildung 202: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie I (stündlicher Verbrauch)	384
Abbildung 203: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie I (Tagesverbrauch).....	385
Abbildung 204: Jahreslastgang eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	386
Abbildung 205: Monatlicher Verbrauch eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	387
Abbildung 206: Tageslastgang eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	387

Abbildung 207:	Dauerlastlinie eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II (stündlicher Verbrauch)	388
Abbildung 208:	Dauerlastlinie eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II (Tagesverbrauch)	389
Abbildung 209:	Jahreslastgang eines Unternehmens der Hotellerie (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	391
Abbildung 210:	Monatsverbrauch eines Unternehmens der Hotellerie (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	391
Abbildung 211:	Tageslastgang eines Unternehmens der Hotellerie (eigene Darstellung: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	392
Abbildung 212:	Dauerlastlinie eines Unternehmens der Hotellerie (stündlicher Verbrauch)	393
Abbildung 213:	Dauerlastlinie eines Unternehmens der Hotellerie (Tagesverbrauch) ...	393
Abbildung 214:	Jahreslastgang der Ortsgasversorgung III (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	395
Abbildung 215:	Monatsverbrauch der Ortsgasversorgung III (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	395
Abbildung 216:	Tageslastgang der Ortsgasversorgung III (eigene Darstellung: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	396
Abbildung 217:	Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung III (stündlicher Verbrauch) (eigene Darstellung, SALZBURG NETZ GMBH 2007)	397
Abbildung 218:	Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung III (Tagesverbrauch) (eigene Darstellung, SALZBURG NETZ GMBH 2007)	398
Abbildung 219:	Jahreslastgang der Ortsgasversorgung IV	399
Abbildung 220:	Monatsverbrauch der Ortsgasversorgung IV	400
Abbildung 221:	Tageslastgang der Ortsgasversorgung IV	400
Abbildung 222:	Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung IV (stündlicher Verbrauch)	401
Abbildung 223:	Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung IV (Tagesverbrauch)	402
Abbildung 224:	Jahreslastgang der Ortsgasversorgung V	403
Abbildung 225:	Monatsverbrauch der Ortsgasversorgung V	404

Abbildung 226: Tageslastgang der Ortsgasversorgung V	404
Abbildung 227: Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung V (stündlicher Verbrauch)	405
Abbildung 228: Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung V (Tagesverbrauch)	405
Abbildung 229: Jahreslastgang der Erdgastankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	407
Abbildung 230: Monatsverbrauch der Erdgastankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	408
Abbildung 231: Tageslastgang der Erdgastankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	408
Abbildung 232: Dauerlastlinie der Erdgastankstelle (stündlicher Verbrauch) (eigene Darstellung, SALZBURG NETZ GMBH 2007)	409
Abbildung 233: Dauerlastlinie der Erdgastankstelle (Tagesverbrauch) (eigene Darstellung, SALZBURG NETZ GMBH 2007)	410

19.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Abgehaltene Workshops und Schwerpunkte	3
Tabelle 2:	Gaspreise in Mikronetzen unterschiedlicher Typologie in Abhängigkeit von biogenem Deckungsgrad, Speichergröße und Speicherart im Vergleich zu anderen Brennstoffen.....	6
Tabelle 3:	Gegenüberstellung von Biogas und Biomethan (HARASEK 2007a)	17
Tabelle 4:	Ubersicht der entwickelten Mikronetz-Strukturen.....	26
Tabelle 5:	Minimaler und maximaler Verbrauch der Bakkerei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	42
Tabelle 6:	Minimaler und maximaler Verbrauch der Wäscherei (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	46
Tabelle 7:	Minimaler und maximaler Verbrauch im Wohngebäude (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	50
Tabelle 8:	Minimaler und maximaler Verbrauch der Ortsgasversorgung (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	54
Tabelle 9:	Minimaler und maximaler Verbrauch der Ortsgasversorgung II	58
Tabelle 10:	Stundenmittelwerte und Schwankung der Produktionsmenge des Erzeugungsprofils von Biogasanlagen.....	65
Tabelle 11:	Simulationsergebnisse „Ländliches Ortsnetz“ mit hohem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 2.000 m ³	72
Tabelle 12:	Simulationsergebnisse „Ländliches Ortsnetz“ mit mittlerem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 2.000 m ³	76
Tabelle 13:	Simulationsergebnisse „Ländliches Ortsnetz“ mit geringem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 2.000 m ³	80
Tabelle 14:	Simulationsergebnisse „Gewerbegebiet“ mit hohem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 1.000 m ³	84
Tabelle 15:	Simulationsergebnisse „Gewerbegebiet“ mit mittlerem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 2.000 m ³	88

Tabelle 16:	Simulationsergebnisse „Gewerbegebiet“ mit geringem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 1.000 m ³	92
Tabelle 17:	Simulationsergebnisse „Gemischtes Gebiet“ mit hohem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 2.000 m ³	97
Tabelle 18:	Simulationsergebnisse „Gemischtes Gebiet“ mit mittlerem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 2.000 m ³	101
Tabelle 19:	Simulationsergebnisse „Gemischtes Gebiet“ mit geringem biogenem Deckungspotenzial und einer Speicherkapazität von 400 m ³	105
Tabelle 20:	Anlagengrößen für die LNG-Produktion (HAMWORTHY GAS SYSTEM 2008).....	110
Tabelle 21:	Druckbereiche der Biogasspeicherung (KLINSKI 2006)	112
Tabelle 22:	Investitionskosten eines Mitteldruck-Rohrspeichers (100 bar) für Erdgas (HEAT GMBH 2008).....	121
Tabelle 23:	Gasleitung als Speicher	127
Tabelle 24:	Preis- und Kostenübersicht von Biogasspeichern.....	128
Tabelle 25:	Verstromung von Gasüberschüssen	134
Tabelle 26:	Investitionskosten unterschiedlicher Mikrogasturbinen (HESSENENERGIE 2004)	135
Tabelle 27:	Bewertungsmatrix für das Lastmanagement	141
Tabelle 28:	Gaszusammensetzung zur Gasmessung (MAIRITSCH 2007)	143
Tabelle 29:	Qualitative Messmethoden für Biogas (MAIRITSCH 2007).....	144
Tabelle 30:	Quantitative Gasmessmethoden (Gasdurchflussmessung) (MAIRITSCH 2007)	146
Tabelle 31:	Grenzwerte für Gasbegleitstoffe (ÖVGW- Richtlinie G31, G33).....	153
Tabelle 32:	Lieferbare PE-Rohrdimensionen und zulässige Betriebsdrücke (PIPELIFE 2007a).....	154
Tabelle 33:	Summenwerte der Leistung der Netzberechnung der drei prototypischen Biogas-Mikronetze bei mittlerem biogenen Deckungspotenzial	164
Tabelle 34:	Typische Heizleistungen in EFH und ZFH	165

Tabelle 35:	Abnehmeranzahl und Heizlasten für die Biogas-Mikronetze 1 bis 6	166
Tabelle 36:	Spezifische Kennwerte der Biogas-Mikronetzauslegung und des Druckabfall in den Leitungen	169
Tabelle 37:	Richtwerte der Leitungsbaukosten (Rohr- und Bauteil).....	170
Tabelle 38:	Kosten für die Leitungsnetze MN 1 bis MN 6 [€] und spezifische Kosten pro m Trasse [€ / m]	172
Tabelle 39:	Austauschbarkeitskennzahlen nach Weaver (CERBE 1999).....	179
Tabelle 40:	Spezifikation Rohbiogas (HECHLER 2007)	180
Tabelle 41:	Einteilung der Brenngase: 1. und 2. Gasfamilie nach DVGW-G 260	180
Tabelle 42:	Typische COP von Flüssigkeitskühlern (YORK 2003).....	208
Tabelle 43:	Kraftstoffanforderungen für Erdgas (BGBI. II Nr. 418/1999	216
Tabelle 44:	Anforderung an die Gasqualität bei gasbetriebenen Fahrzeugen lt. ÖNORM EN ISO 15403	216
Tabelle 45:	Auszug der SS 15 54 28 (SGC 2007).....	220
Tabelle 46:	Eigenschaften von Flüssigmethan LNG (NFPA (1995)).....	230
Tabelle 47:	Eigenschaften von Propangas (DIN 51622 - 1985).....	231
Tabelle 48:	Gaseigenschaften laut ÖNORM EN 437	237
Tabelle 49:	Erforderliche Menge an Konditionierungsgasen	237
Tabelle 50:	Farbliche Bewertungsskala für Tabelle 51	241
Tabelle 51:	Gasmengen und Kosten für aufbereitetes Gas (ausschließlich Gaskosten).....	243
Tabelle 52:	Spezifische Leitungsbaukosten für prototypische Biogas-Mikronetze	278
Tabelle 53:	Temperaturzonen in Österreich (AGCS 2007).....	352
Tabelle 54:	Minimaler und maximaler Verbrauch von Prozessgas Kochen	358
Tabelle 55:	Minimaler und maximaler Verbrauch von Prozessgas Warmwasser	359
Tabelle 56:	Minimaler und maximaler Verbrauch von Gewerbe Prozessgas (Winter und Übergang) (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)	360
Tabelle 57:	Minimaler und maximaler Verbrauch von Gewerbe Prozessgas (Sommer) (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)	361

Tabelle 58:	Minimaler und maximaler Verbrauch eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie	373
Tabelle 59:	Minimaler und maximaler Verbrauch eines Unternehmens der Papierindustrie I (HEI 2007)	377
Tabelle 60:	Minimaler und maximaler Verbrauch eines Unternehmens der Papierindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	381
Tabelle 61:	Minimaler und maximaler Verbrauch eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie I	385
Tabelle 62:	Minimaler und maximaler Verbrauch eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	389
Tabelle 63:	Minimaler und maximaler Verbrauch eines Unternehmens der Hotellerie (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	394
Tabelle 64:	Minimaler und maximaler Verbrauch der Ortsgasversorgung III (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	398
Tabelle 65:	Minimaler und maximaler Verbrauch der Ortsgasversorgung IV.....	402
Tabelle 66:	Minimaler und maximaler Verbrauch der Ortsgasversorgung V.....	406
Tabelle 67:	Minimaler und maximaler Verbrauch einer Erdgastankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	410
Tabelle 68:	Pilotprojekt Berechnung Nr. 1 - 4.....	465
Tabelle 69:	Pilotprojekt Berechnung Nr.: 5 – 8.....	466
Tabelle 70:	Pilotprojekt Berechnung Nr.: 9-11.....	467
Tabelle 71:	Pilotprojekt Anschlussleitungen Berechnung Nr.: 1 - 4	469
Tabelle 72:	Pilotprojekt Anschlussleitungen Berechnung Nr.: 5-8	470
Tabelle 73:	Pilotprojekt Anschlussleistungen Berechnung Nr.: 9.....	471
Tabelle 74:	C1: Netzlängen der Rohrdurchmesser DN25 bis DN 150	472
Tabelle 75:	C2: Lokale Anschlüsse einzelner Abnehmer (Hausanschlüsse)	473
Tabelle 76:	C3: Druckverluste im Hauptstrang und den Zuleitungen.....	474
Tabelle 77:	C4: Kostenberechnung.....	475

Tabelle 78 :	Mikronetze 1a und 1b: Hohes biogenes Deckungspotenzial.....	476
Tabelle 79:	Mikronetz 1a und 1b: Mittleres biogenes Deckungspotenzial	477
Tabelle 80:	Mikronetz 1a und 1b: Geringes biogenes Deckungspotenzial	478
Tabelle 81:	Mikronetz 4a und 4b: Hohes biogenes Deckungspotenzial.....	479
Tabelle 82:	Mikronetz 4a und 4b: Mittleres biogenes Deckungspotenzial	480
Tabelle 83:	Mikronetz 4a und 4b: Geringes biogenes Deckungspotenzial	481
Tabelle 84:	Mikronetze 5 und 6: Hohes biogenes Deckungspotenzial	482
Tabelle 85:	Mikronetze 5 und 6: Mittleres biogenes Deckungspotenzial	483
Tabelle 86:	Mikronetze 5 und 6: Geringes biogenes Deckungspotenzial	483

20 Anhang

20.1 Erzeugungs- und Lastprofile

20.1.1 Normlastprofile (NLP)

Normlastprofile sind charakteristische Lastprofile, z.B. Tageslastgänge, die mithilfe eines geeigneten Verfahrens für eine bestimmte Verbrauchergruppe ermittelt werden. Mit Normlastprofilen ist eine allgemeine Beschreibung des Verbrauchsverhaltens gewährleistet. Abweichungen von Reallastprofilen sind allerdings unumgänglich, weil folgende Daten bei der Entwicklung von Normlastprofilen nicht berücksichtigt werden:

- Objektdaten (wie Gebäudenutzung, Baujahr und Sanierungszustand)
- Kalendarische Einflüsse (z.B. Feiertage)
- Soziodemographische Einflussfaktoren (wie Verbrauchsverhalten einzelner Personengruppen (Berufstätige, Pensionisten))

Ermittlung der Normlastprofile

Die Austrian Gas Clearing and Settlement AG (AGCS) ermittelt täglich für alle 21 Temperaturzonen in Österreich Normlastprofile (NLP) und stellt diese auf ihrer Homepage (<http://www.agcs.at/>) zur Verfügung. Eine Auflistung der Temperaturzonen enthält Tabelle 53. Die in den Normlastprofilen enthaltenen Werte sind immer abhängig von den Tagesmitteltemperaturen.

Tabelle 53: Temperaturzonen in Österreich (AGCS 2007)

Temperaturzonen		
Bundesland	Anzahl	Temperatur-Messstellen
Wien	1	Hohe Warte
Burgenland	3	Eisenstadt, Kleinziechen, Lutzmannsburg
Niederösterreich	3	St. Pölten, Allentsteig, Lilienfeld
Oberösterreich	1	Linz-Hörsching
Salzburg	2	Salzburg-Freisaal, Zell/See
Steiermark	3	Graz, Aigen i.E., Kapfenberg
Kärnten	3	Klagenfurt, Spital/Drau, St. Andrä i. L.
Summe Ost	16	
Tirol	3	Innsbruck, Kufstein, Reutte
Vorarlberg	2	Bregenz, Feldkirch
Summe West	5	
Summe gesamt	21	

Normlastprofile für Heiz- und Prozessgas

Wird Gas hauptsächlich zur Raumheizung verwendet, so zeigt sich, dass der Tagesverbrauch des Heizgases in erster Linie durch die Tagesmitteltemperatur bestimmt wird. Bei überwiegendem Bedarf an Prozessgas hingegen ist der Verbrauch vor allem vom Wochentag abhängig.

Um diese wesentlichen Einflussfaktoren zu berücksichtigen, wurden für die Erstellung der NLP zwei unterschiedliche Modelle verwendet. Die Heizgas-Profile werden nach dem so genannten Sigmoid-Modell berechnet (AGCS 2007).

Heizgas

Bei den Heizgas-Profilen wird nach AGCS (2007) zwischen drei Grundtypen unterschieden:

- Einfamilienhaus (EFH)
- Mehrfamilienhaus (MFH)
- Gewerbe Heizgas

Heizgas-Profile für Ein- und Mehrfamilienhäuser

Aufgrund der hohen Kosten für Einzelmessungen liegen ausschließlich Messungen von Siedlungen vor. Voraussetzung für die Auswertbarkeit einer Messung auf Siedlungsebene ist jedoch die Homogenität der an der Messstelle versorgten Verbraucher hinsichtlich des Verbrauchertyps. In Untersuchungen zeigte sich, dass die Lage (freistehend oder Reihenhaus) und die Art (Einfamilienhaus „EFH“ oder Mehrfamilienhaus „MFH“) die wesentlichste Rolle unter den Einflussfaktoren spielt. Daher erfolgte für die Erarbeitung der vorliegenden Ergebnisse eine Einschränkung auf eine Typisierung nach Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern. Den wichtigsten klimatischen Einfluss stellt die Temperatur dar, im Besonderen die Tagesmitteltemperatur. Der Einfluss anderer klimatischer Größen, wie Wind oder Sonneninstrahlung, aber auch regional unterschiedliches Verbraucherverhalten, wirken sich geringer auf den Verbrauch aus. Diese können auch nur schwer bzw. nur bedingt als mathematischer Zusammenhang beschrieben werden (AGCS 2007).

Heizgas-Profile für Gewerbe

Grundlage für die Berechnung dieser LP waren Messungen des stündlichen Verbrauchs bei unterschiedlichen Gewerbebetrieben mit überwiegendem Bedarf an Heizgas im Laufe eines Jahres. Jeder Datensatz ging unabhängig vom tatsächlichen Jahresverbrauch mit demselben Gewichtungsfaktor in das Endergebnis ein. Aus den Messwerten wurde der tägliche Verbrauch berechnet, der normiert und durch die Temperatur korrigiert wurde, um eine Standortunabhängigkeit – und damit eine direkte Vergleichbarkeit – zu erreichen (AGCS 2007).

Prozessgas

Bei Bedarf an Prozessgas wird der Verbrauch durch den Wochentag bestimmt. Die Profile setzen sich aus maximal neun unterschiedlichen Tagesverläufen für die drei Tagestypen

Werktag (Mo-Fr),
Samstag,
Sonn- und Feiertag,

jeweils in den drei Zeitzonen (entspricht grob den Jahreszeiten)

Winter (1.11. – 20.3.),
Übergang (21.3. – 14.5. und 15.9. – 31.10.) und
Sommer (15.5. – 14.9.) zusammen.

Analyse der Normlastprofile für Heiz- und Prozessgas

Heizgas

Der Tageslastgang des Heizgases eines Einfamilienhauses, dargestellt in Abbildung 169, zeigt zwei verschiedene Lastspitzen. Die zwei Spitzen, bezeichnet als „Frühspitze“ und „Abendspitze“, zeigen ein typisches Konsumverhalten im Bezug auf den Heizgasverbrauch. Dieses Konsumverhalten ist direkt abhängig von der Außentemperatur und der Uhrzeit der An- bzw. Abwesenheit der Bewohner. Die Kernaussage der nachfolgenden Graphik ist, dass es, unabhängig von der Außentemperatur, jeden Tag um etwa 04.00 Uhr bis ca. 06.30 Uhr zu einem Anstieg kommt. Danach sinkt dieser morgendliche Spitzenverbrauch wieder, bevor er gegen rund 15.00 Uhr bis ca. 19.00 Uhr zur Abendspitze ansteigt. Ab ca. 22.30 geht der Verbrauch, wiederum abhängig von der Außentemperatur, auf ein Verbrauchsminimum zurück. Bei Temperaturen über 20 °C geht dieser Wert sogar gegen Null.

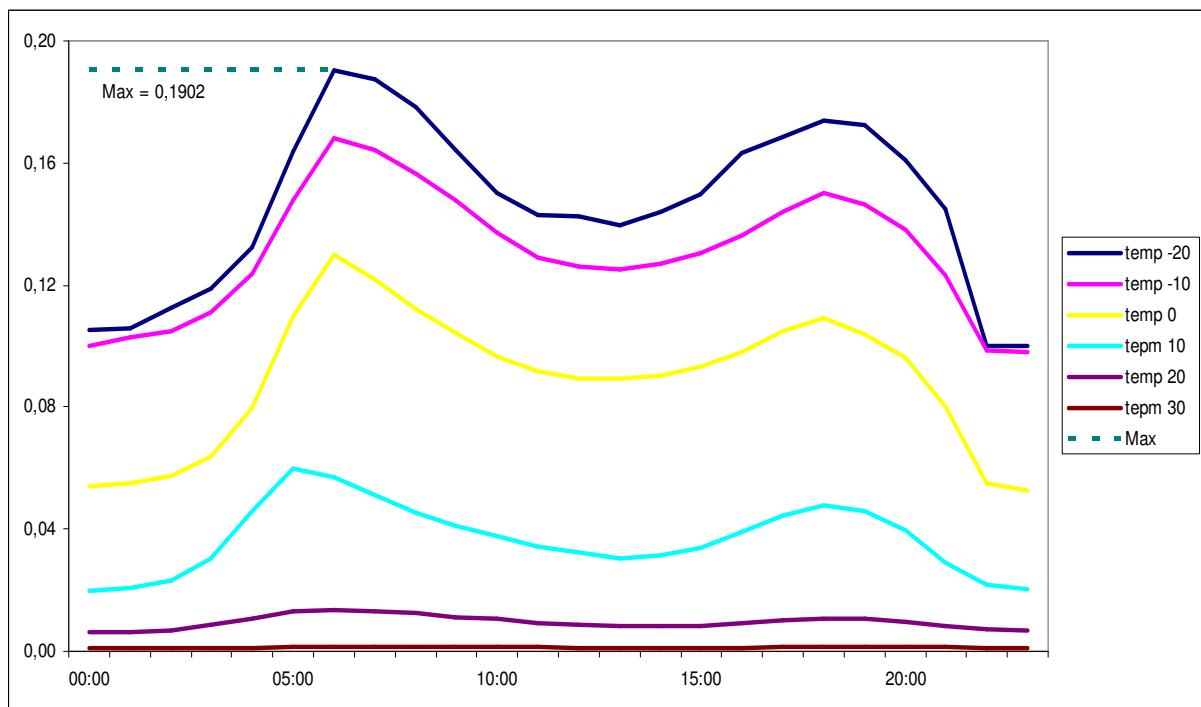


Abbildung 169: Tageslastgang „Heizgas EFH“ (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)

Der Heizgasverbrauch in einem Mehrfamilienhaus, dargestellt in Abbildung 170, verhält sich ähnlich dem eines Einfamilienhauses. Der Verbrauch steigt zwischen etwa 04.00 Uhr und 09.00 Uhr stark an, mit der „Frühspitze“ um etwa 07.00 Uhr. Am Nachmittag, ca. um 16.00 Uhr bis 19.00 Uhr, findet nochmals eine Erhöhung des Verbrauchs statt und dauert bis rund 21.00 Uhr an. Der Unterschied der beiden Tageslastgänge liegt im höheren Gasverbrauch des Mehrfamilienhauses.

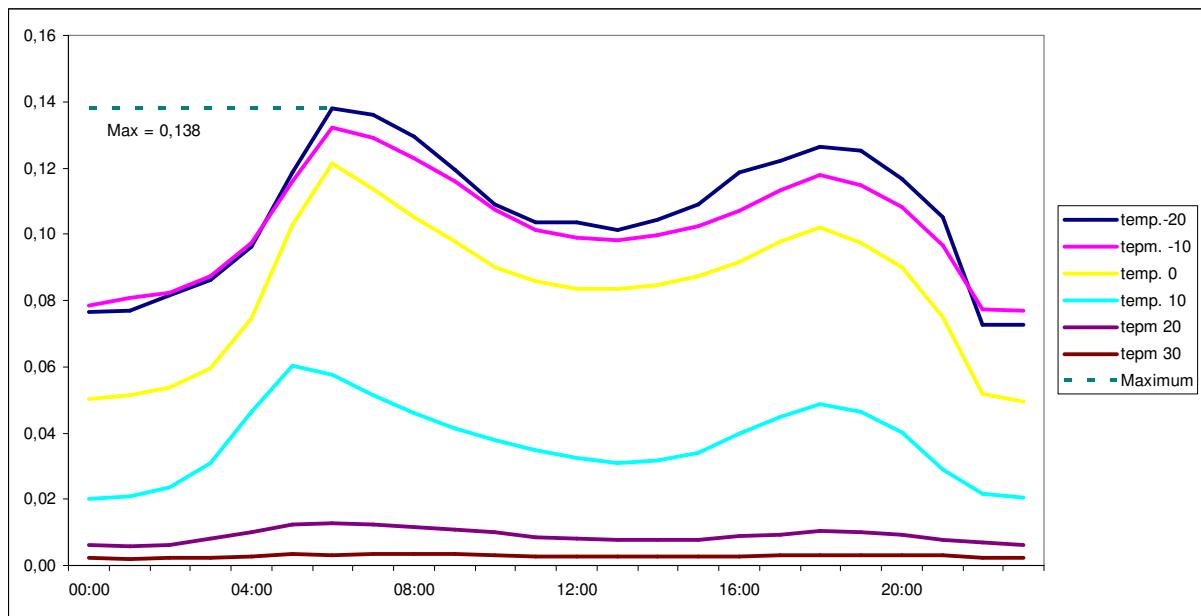


Abbildung 170: Tageslastgang „Heizgas MFH“ (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)

Aus dem Normlastprofil für Heizgas im Gewerbe, wiedergegeben in nachfolgender Abbildung 171, ist ein ähnliches Verbrauchsverhalten wie in einem Ein- bzw. Mehrfamilienhaus ersichtlich. Jedoch kommt es bei diesem Tageslastgang zu keiner ausgeprägten „Spitzenbildung“ und auch der Tageshöchstverbrauch liegt unter dem eines Ein- bzw. Mehrfamilienhauses.

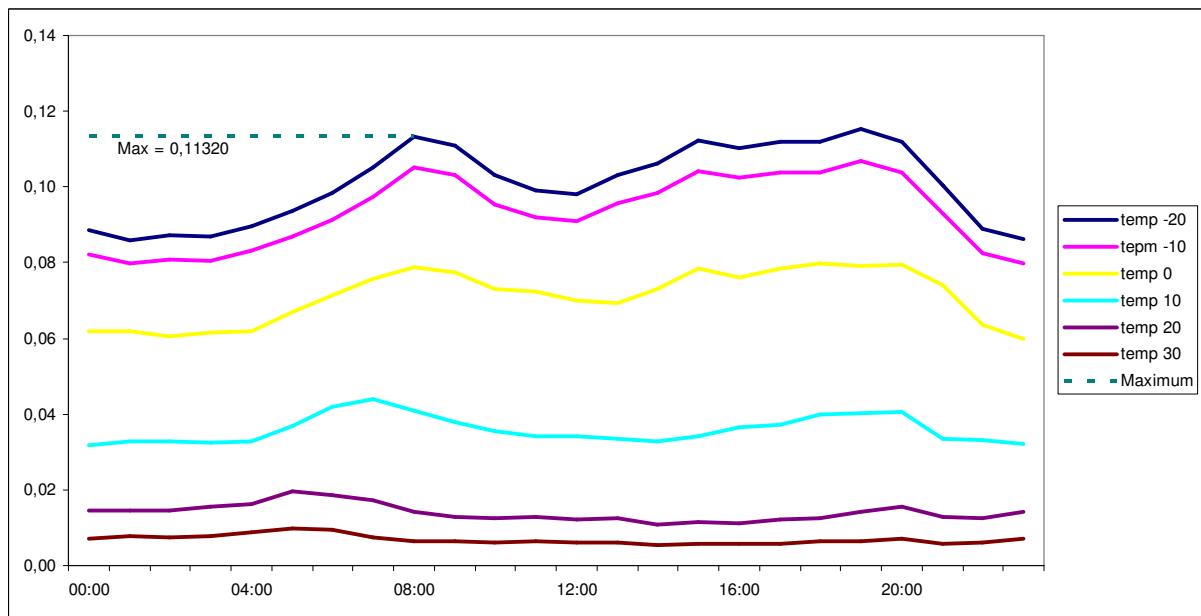


Abbildung 171: Tageslastgang „Heizgas Gewerbe“ (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)

Prozessgasverbrauch

Bei Prozessgas wird der Verbrauch im Wesentlichen durch den Wochentag bestimmt. Die Verbrauchsspitzen im NLP „Prozessgas Kochen“, dargestellt in Abbildung 172, zeigen eine starke Abhängigkeit von den Wochen- bzw. Wochenendaktivitäten der Verbraucher. An Werktagen steigt üblicherweise der Verbrauch an Prozessgas für Kochen und das Prozessgas für Warmwasser, dargestellt in Abbildung 173, jeweils ca. um 03.30 Uhr morgens. Der Verbrauch an Prozessgas für „Kochen“ steigt, im Gegensatz zum Prozessgas für Warmwasser, gering an und senkt sich ab etwa 06.30 Uhr wieder ab, bevor der Verbrauch gegen 10.30 Uhr wieder zur zweiten Tagesspitze ansteigt. An Werktagen beginnt das Prozessgas für Warmwasser ab etwa 14.00 Uhr zu seiner zweiten Tagesspitze zu steigen, bevor es ca. um 17.30 Uhr sein Maximum in der Arbeitswoche erreicht und wieder abzunehmen beginnt. Auffällig ist die Verschiebung des Beginns der morgendlichen Nutzung am Wochenende.

Am Samstag ist der Warmwasser-Gasverbrauch ähnlich dem eines Werktages: Mit einer leichten Verzögerung wird das Maximum um etwa 07.30 Uhr erreicht. Der Gasverbrauch betreffend Kochen steigt rund eine Stunde später und erreicht fast um „Punkt“ 12.00 Uhr – klassische Mittagessenszeit – sein wöchentliches Maximum. Am Sonnagnachmittag kommt es hingegen nicht mehr zu einem wöchentlichen Höhepunkt.

Daraus lässt sich ableiten, dass in der überwiegenden Mehrzahl der Haushalte zumindest einmal pro Tag Prozessgas für Speisenzubereitung benötigt wird. Unter der Woche wird am Abend, zwischen ca. 16.00 Uhr und 20.00 Uhr, und am Wochenende zu Mittag, zwischen 10.00 und 12.30 Uhr, „warm“ gekocht. Auffällig ist, dass es unter der Woche zu echten Spitzenausbildungen kommt, wohingegen am Wochenende ein eher kontinuierlicher Verbrauch gegeben ist.

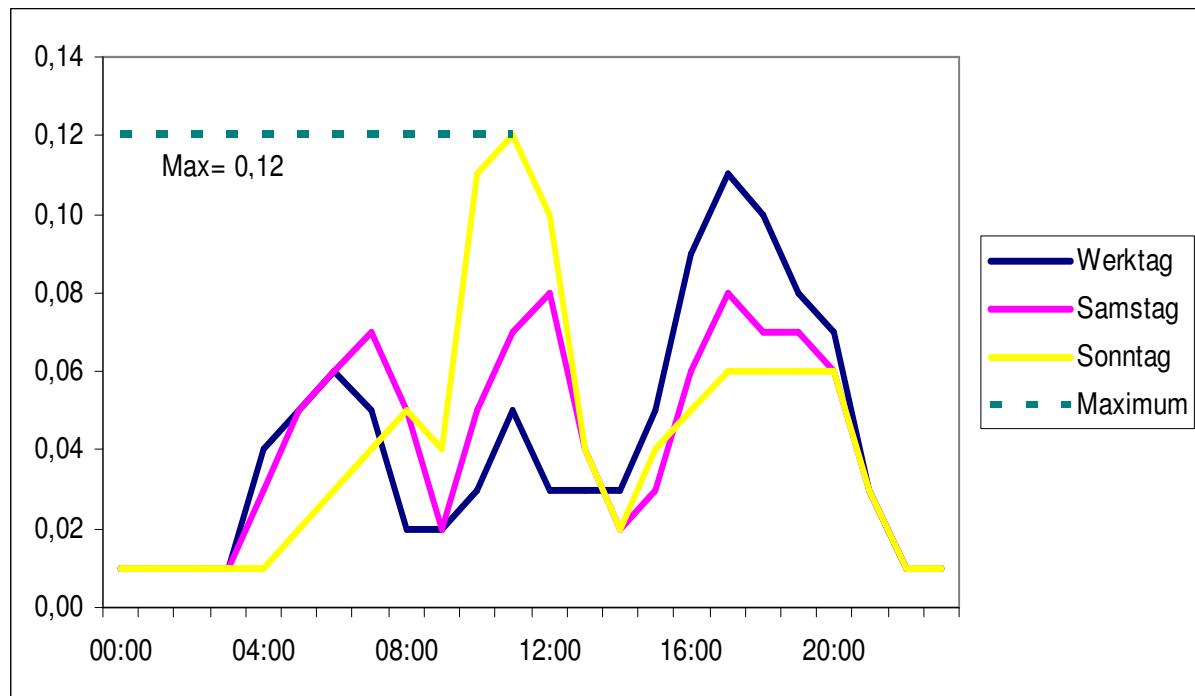


Abbildung 172: Prozessgas Kochen (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)

Der normierte minimale und maximale Verbrauch des oben analysierten und beschriebenen Lastprofils „Prozessgas Kochen“ und die ungefähre Uhrzeit beim Auftreten dieser Extremwerte werden in Tabelle 54 übersichtlich zusammengefasst.

Tabelle 54: Minimaler und maximaler Verbrauch von Prozessgas Kochen

	Verbrauch (normiert) (m ³)			
	Minimum	Uhrzeit	Maximum	Uhrzeit
Werktag	0,010	22:00-04:00	0,110	17:00-18:00
Samstag	0,010	22:00-05:00	0,080	12:00-13:00
Sonntag	0,010	22:00-05:00	0,120	11:00-12:00

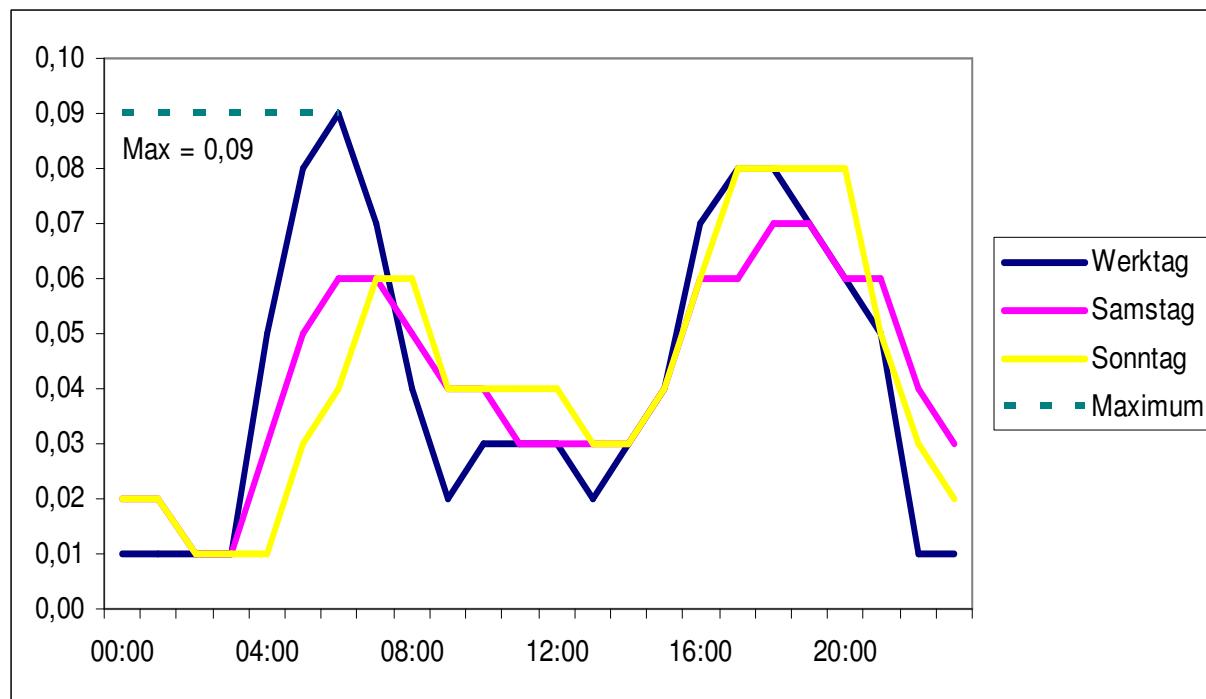


Abbildung 173: Prozessgas Warmwasser (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)

In Tabelle 55 sind der minimale und der maximale normierte Verbrauch des Lastprofils „Prozessgas Warmwasser“ dargestellt.

Tabelle 55: Minimaler und maximaler Verbrauch von Prozessgas Warmwasser

	Verbrauch (normiert) (m^3)			
	Minimum	Uhrzeit	Maximum	Uhrzeit
Werktag	0,010	22:00-04:00	0,090	06:00-07:00
Samstag	0,010	02:00-04:00	0,070	18:00-20:00
Sonntag	0,010	02:00-05:00	0,080	17:00-21:00

Der Verbrauch an Prozessgas bzw. die Produktion in Gewerbebetrieben konzentriert sich auf die Werkstage. Ein starker Verbrauchsrückgang an den Wochenenden ist durch geringere Produktionsraten und klassische „5-Tages-Beschäftigungsverhältnisse“ zu erklären. Dies erfolgt jedoch unabhängig von den Jahreszeiten, dargestellt in Abbildung 174 und Abbildung 175. Zu jeder Jahreszeit beginnt der Prozessgasverbrauch gegen 04.00 Uhr früh und steigt bis etwa 07.00 Uhr an. Dieses Niveau wird im Winter bis etwa 14.30 Uhr und im Sommer bis etwa 16.00 Uhr gehalten und beginnt danach wieder abzusinken. Am Wochenende wird im Gegensatz zu den Werktagen nur ein gewisses Niveau erreicht, welches an den Wochenenden deutlich unterschritten wird, wie aus Abbildung 174 und Abbildung 175 ersichtlich ist.

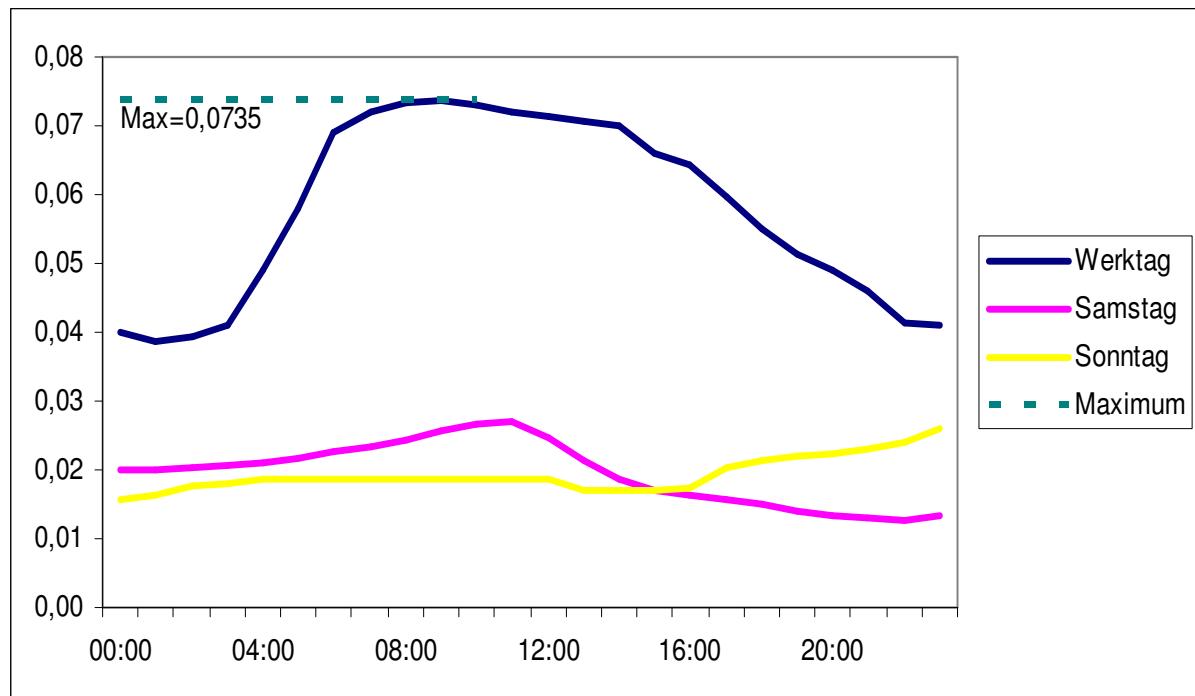


Abbildung 174: Gewerbe Prozessgas (Winter und Übergang) (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)

Der normierte minimale und maximale Verbrauch im Lastprofil „Gewerbe Prozessgas (Winter und Übergang)“ und die Uhrzeit beim Auftreten dieser Extremwerte sind in Tabelle 56 dargestellt.

Tabelle 56: Minimaler und maximaler Verbrauch von Gewerbe Prozessgas (Winter und Übergang) (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)

	Verbrauch (normiert) (m³)			
	Minimum	Uhrzeit	Maximum	Uhrzeit
Werktag	0,039	01:00-02:00	0,074	09:00-10:00
Samstag	0,013	22:00-23:00	0,027	11:00-12:00
Sonntag	0,016	00:00-01:00	0,026	23:00-00:00

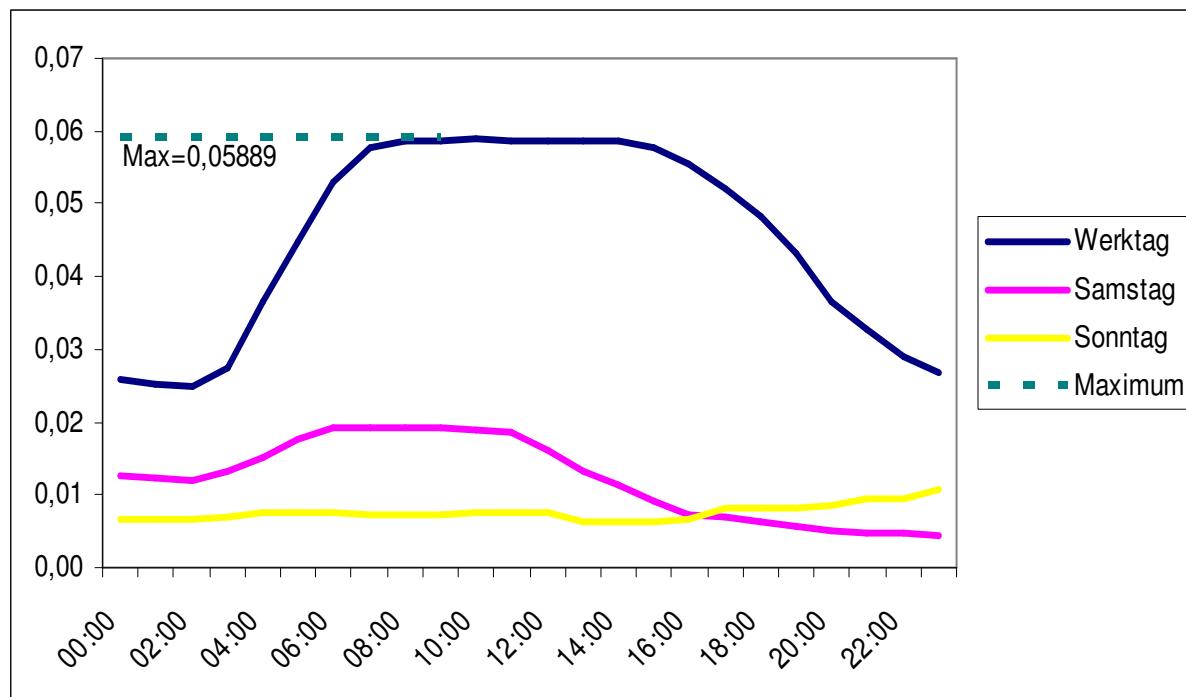


Abbildung 175: Gewerbe Prozessgas (Sommer) (eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)

In Tabelle 57 sind der minimale und maximale normierte Verbrauch des Lastprofils „Gewerbe Prozessgas (Sommer)“ dargestellt.

Tabelle 57: Minimaler und maximaler Verbrauch von Gewerbe Prozessgas (Sommer)
(eigene Darstellung, Daten: AGCS 2007)

	Verbrauch (normiert) (m³)			
	Minimum	Uhrzeit	Maximum	Uhrzeit
Werktag	0,025	02:00-03:00	0,059	10:00-11:00
Samstag	0,005	23:00-00:00	0,020	07:00-10:00
Sonntag	0,006	14:00-16:00	0,011	23:00-00:00

20.1.2 Weitere Erzeugungsprofile von Biogasanlagen

Wenninger Biogas GmbH

Die Wenninger Biogas GmbH betreibt in Kilb in Niederösterreich, etwa 25 km südwestlich von St. Pölten, eine Biogasanlage mit 500 kW_{el}. Im Folgenden sind die wichtigsten Anlagen-daten der Wenninger Biogas GmbH aufgeführt (WENNINGER 2007b).

Anlagendaten der Biogasanlage Wenninger Biogas GmbH:

Hauptfermenter: 2.900 m³, Nachfermenter: 3.300 m³

endlager: 6.000m³

Gasspeicher: 1.350 m³

Substratverweildauer: 170 Tage

Die monatliche Biogaserzeugung, wiedergegeben in Abbildung 176, erreicht im Jahresdurchschnitt eine monatliche Produktionsmenge von 200,6 kNm³. Ein monatliches Minimum von 0,164 Mio. Nm³ wurde im November 2006 erreicht. Das monatliche Maximum von 0,226 Mio. Nm³ wurde im Juli 2006 erreicht. Der geringste CH₄-Gehalt betrug im Februar 52 % und erreichte im Oktober 2006 mit 55,5 % ein Maximum (für die Monate Dezember 2006 und Jänner 2007 liegen aufgrund der Reparatur des Gasanalysegerätes leider keine Daten vor) (WENNINGER 2007). Daten für die Darstellung eines Tages- bzw. Jahreslastganges lagen nicht vor.

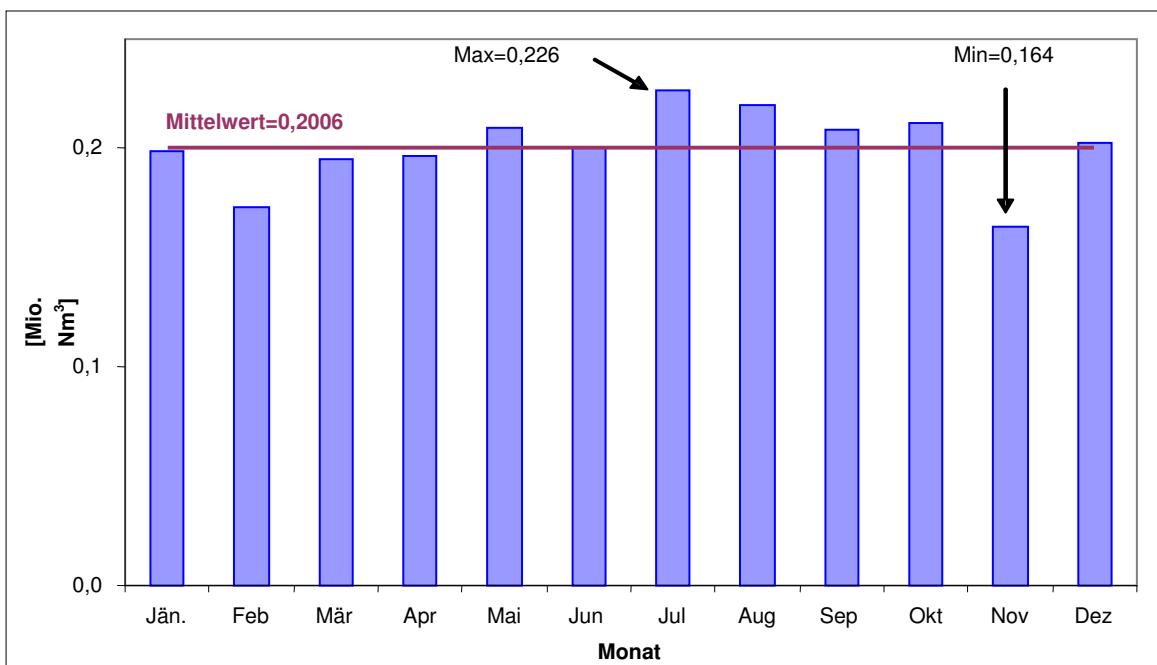


Abbildung 176: Monatliche Biogasproduktion der Biogasanlage Wenninger (eigene Darstellung, Daten: Wenninger 2007a)

Bioenergie Schwarzmayr KEG

Die Bioenergie Schwarzmayr KEG in St. Georgen bei Obernberg/OÖ betreibt dort eine 250 kW_{el}-Biogasanlage.

Anlagendaten der Bioenergie Schwarzmayr KEG:

Hauptfermenter: 1.260 m³, Nachfermenter: 990 m³

Endlager: 2.450 m³

Gasspeicher: 300 m³

Substratverweildauer: rund 100 Tage

Das Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage Schwarzmayr, dargestellt in Abbildung 177, zeigt eine mittlere Tagesproduktionsmenge von 122,86 m³. Abbildung 177 zeigt zwei totale Ausfälle, einen am 05.09.2006 und den zweiten am 23.12.2006. Im September kam es aufgrund von Ablagerungen im Brennraum zu einer Reparatur des Zylinderkopfes im BHKW und kurz vor Weihnachten kam es zu einem Ausfall der Zündsteuerung. Im November, kurz vor dem Totalausfall, kam es substratbedingt zu einer Schwimmdeckenausbildung im Fermenter und dadurch zu Problemen mit dem Rührwerk. Die unregelmäßigen und niedrigen täglichen Produktionsmengen im Februar sind bedingt durch die Umstellung von mesophilen auf thermophilen Betrieb (SCHWARZMAYR 2007b).

Die monatliche Biogasproduktion, dargestellt in Abbildung 178, erreichte im Februar ein Minimum von 2.573 kNm³ und im Mai ein Maximum von 2.573 kNm³.

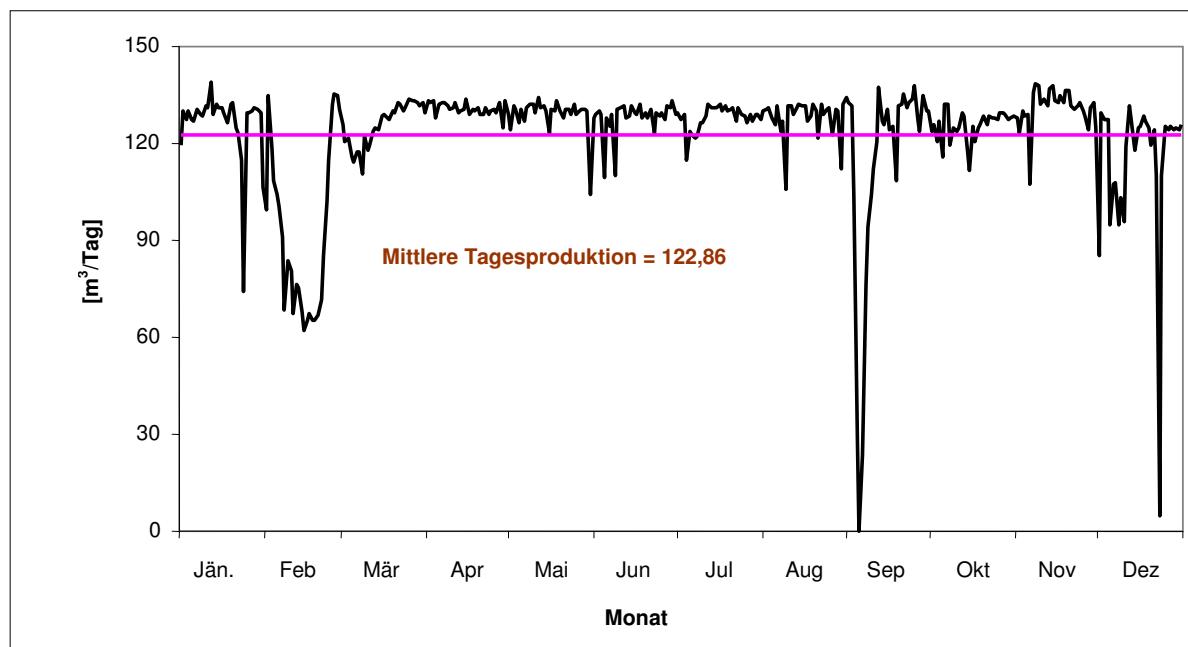


Abbildung 177: Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage Schwarzmayr (eigene Darstellung, Daten: SCHWARZMAYR 2007a)

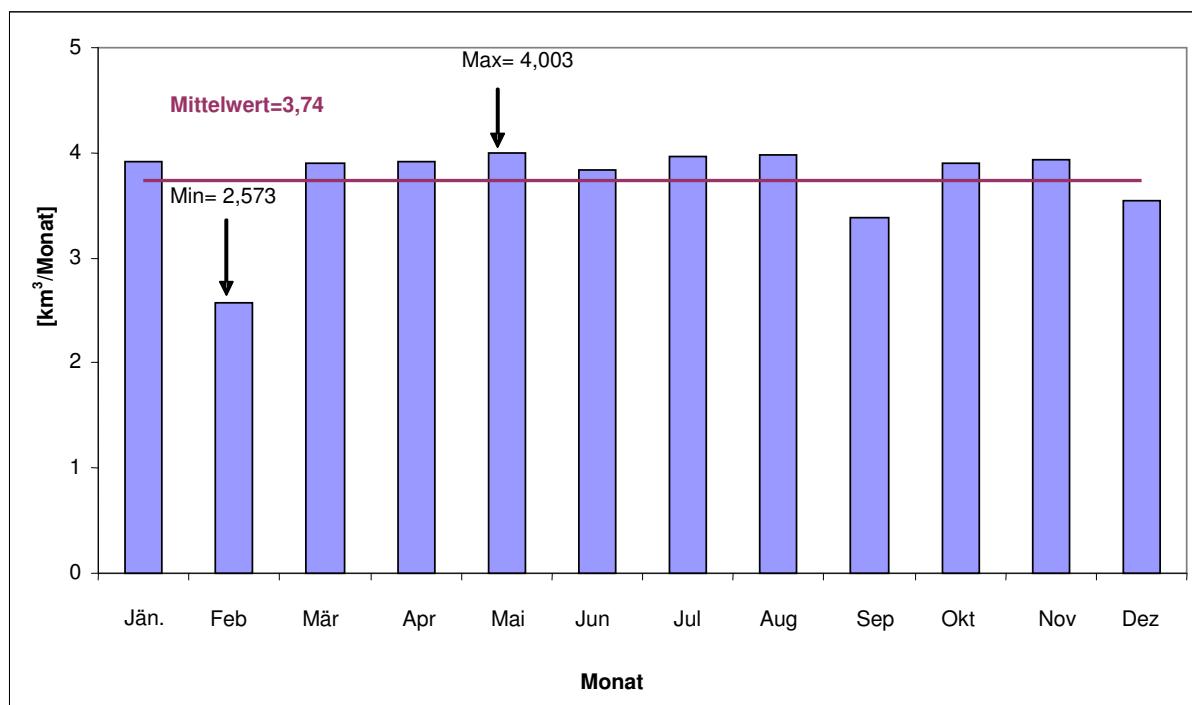


Abbildung 178: Monatliche Biogasproduktion der Biogasanlage Schwarzmayr (eigene Darstellung, Daten: Schwarzmayr 2007a)

Die Dauererzeugungslinie der täglichen Produktion der Biogasanlage Schwarzmayr KEG, wiedergegeben in Abbildung 179, stellt mit Ausnahme eines eintägigen Produktionsausfalles ebenso den erwähnten Idealfall einer ganzjährigen, konstant hohen Biogasproduktion dar. Es wurden an 298 Tagen mehr als 120 Nm³/d Biogas produziert.

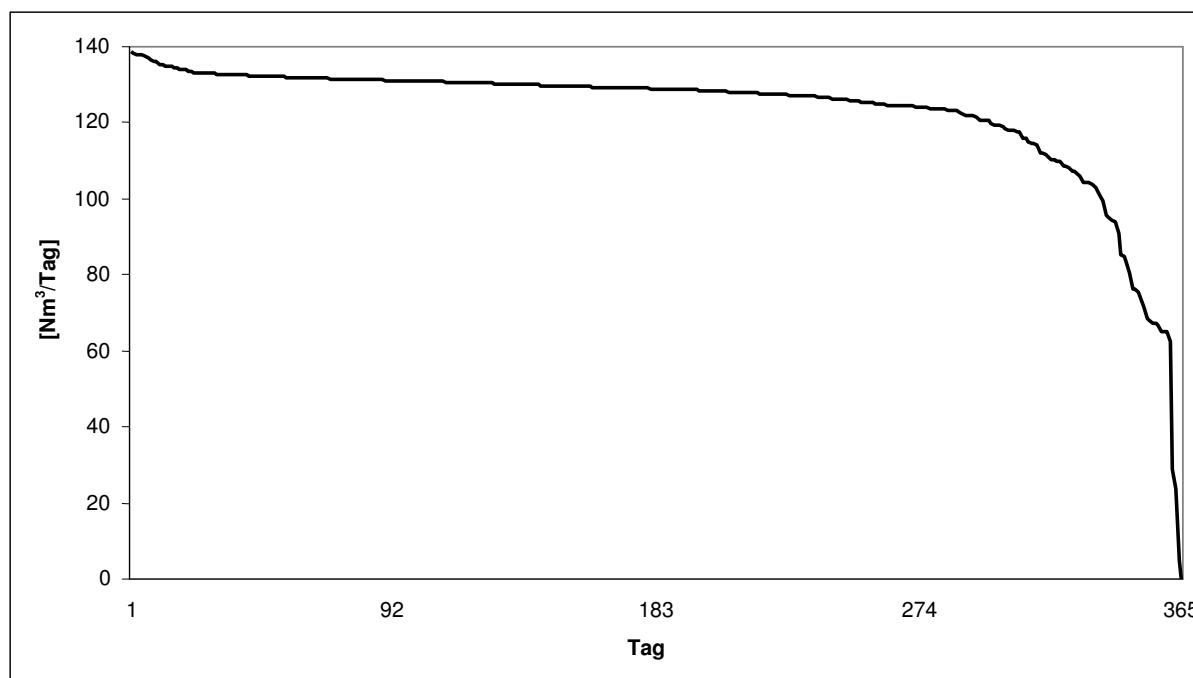


Abbildung 179: Dauererzeugungslinie der Biogasanlage Schwarzmayr (Tagesproduktion)
(eigene Darstellung, Daten: Schwarzmayr 2007a)

Biogas Strem Errichtungs- und BetriebsGmbH & CoKG

Die Biogas Strem Errichtungs- und BetriebsGmbH & CoKG betreibt im südburgenländischen Ort Strem eine Biogasanlage, in welcher regionale landwirtschaftliche Flächen zur Energieproduktion herangezogen werden. Über das Verfahren der Feststoffvergärung werden täglich etwa 15 t Grünschnitt und 15 t Mais-Ganzpflanzen-Silage zu Biogas veredelt.

Die Fermentation findet in zwei aus Stahlbeton gefertigten, wärmegedämmten Rundbehältern mit je 1.500 m³ Fassungsvermögen statt. Der Hauptfermenter wird über eine vollautomatische Feststoffeintragschnecke mit dem Substrat beschickt und verfügt über zwei horizontale Paddelrührwerke. Der zweite Fermenter ist als Nachfermenter mit Gashaube, Paddel- und Tauchrührwerk ausgelegt. Beide Fermenter werden auf 49,5 °C geheizt.

Das vergorene Substrat wird nach einer Verweilzeit von insgesamt 70 Tagen aus dem Nachfermenter abgezogen und mittels Separator in Fest- und Flüssigphase getrennt. Die Festphase ist mit einem Trockensubstanzgehalt von 30 % wertvoller Dünger für die Landwirtschaft. Ein geringer Teil der Flüssigphase wird zur Verdünnung des Substrates in den Hauptfermenter zurückgeführt, der Rest kommt in ein Zwischenlager. Zusätzlich wird der Wassergehalt des Substrats über das Oberflächenwasser aus den Fahrsilos und den befestigten Flächen des Anlagenareals erhöht. Der Trockensubstanzgehalt im Fermenter wird auf 9 % eingestellt. Das entstehende Biogas ist durch die Einblasung von Luft-Sauerstoff im Nachfermenter zur biologischen Schwefeloxidation annähernd frei von Schwefelwasserstoff (H₂S < 70 ppm) und wird in zwei BHKWs der energetischen Verwertung zugeführt.

Einer der beiden Gasmotoren ist ständig auf Standby geschaltet, im Falle von Störfällen oder Revisionsarbeiten kann das Biogas daher innerhalb kürzester Zeit über den zweiten Motor verwertet werden. Je nach Außentemperatur werden zur Beheizung der Fermentoren 70 bis 100 kW thermische Energie benötigt, das sind 10 % bis 15 % der produzierten Wärme. Für den Betrieb der Rührwerke, Pumpen und Lüfter der Anlage werden rund 5 % der produzierten elektrischen Energie benötigt. So können über das gesamte Jahr rund 1.200 Haushalte elektrisch und rund 40 Haushalte thermisch versorgt werden. Das Anlagenschema der Biogasanlage Strem ist in Abbildung 180 dargestellt (RENET).

Anlagendaten der Biogas Strem Errichtungs- und BetriebsGmbH & CoKG:

Hauptfermenter: 1.500 m³, Nachfermenter: 1.500 m³

Gasspeicher: 200 m³

Substratverweildauer: 70 Tage

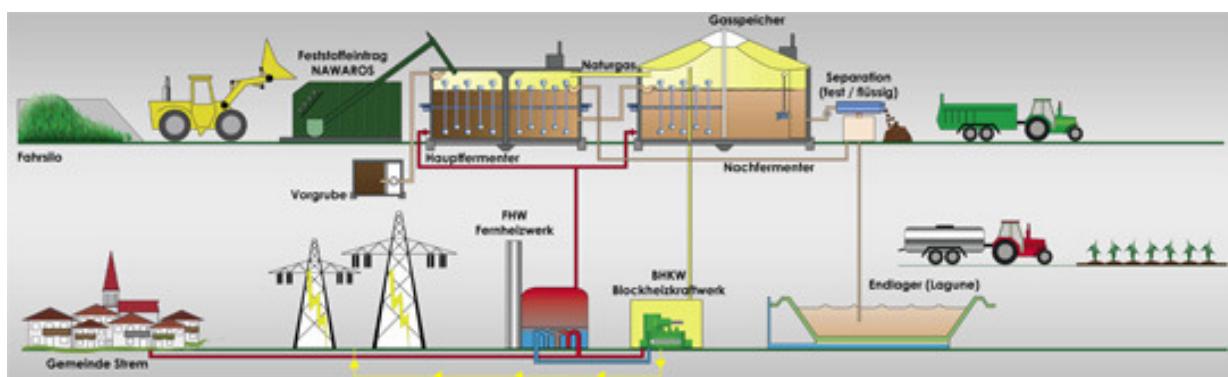


Abbildung 180: Anlagenschema der Biogasanlage Strem (Renet)

Der Jahreslastgang dieser Biogasanlage, abgebildet in Abbildung 181, erreicht einen täglichen Mittelwert der Biogasproduktion von 5.021 Nm³, bei einer gesamten Jahresproduktionsmenge von 1.832.913 Nm³. Die Anlage erreichte am 29.01.2006 ein Produktionsmaximum von 5.959 Nm³ und am 24.05.2005 ein Minimum von 1.745 Nm³. Diese Anlage war das ganze Jahr über in Betrieb. Es gab lediglich drei Tage, an denen das Erzeugungsniveau zwischen 44,8 % und 65 % unter der täglichen mittleren Biogasproduktion lag. Die monatliche Biogasproduktion, dargestellt in Abbildung 182, erreichte im Jänner 2006 ein Maximum von 167,5 kNm³ und im Juni 2005 ein Minimum von 140,4 kNm³.

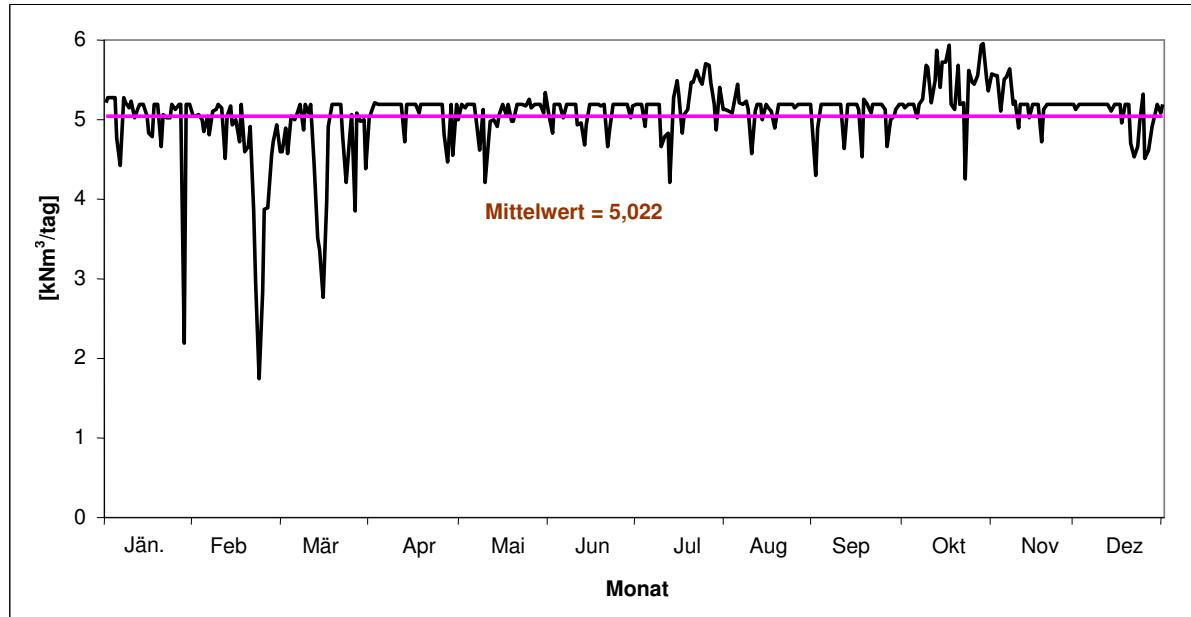


Abbildung 181: Jahreserzeugungsprofil der Biogasanlage Strem (eigene Darstellung, Daten: Legath 2007)

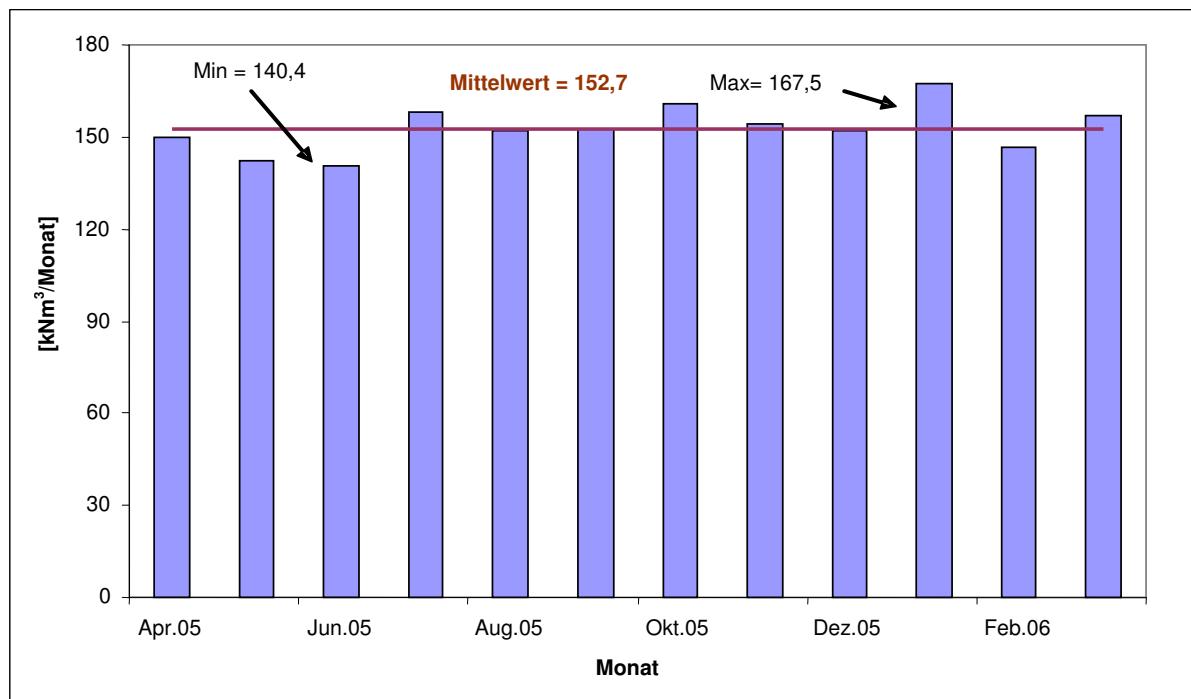


Abbildung 182: Monatliche Biogasproduktion der Biogasanlage Strem (eigene Darstellung, Daten: LEGATH 2007)

Die Dauerlinie der täglichen Produktion der Biogasanlage Strem, dargestellt in Abbildung 183, stellt ebenso diese Idealproduktion dar. Es gelang auch hier, eine täglich konstant hohe Biogasproduktion zu gewährleisten. An 334 Tage im Jahr wurden über 4.600 Nm^3 produziert. Totalausfälle, wie bei der Biogasanlage Schwarzmayr KEG (Abbildung 179), sind hier nicht ersichtlich.

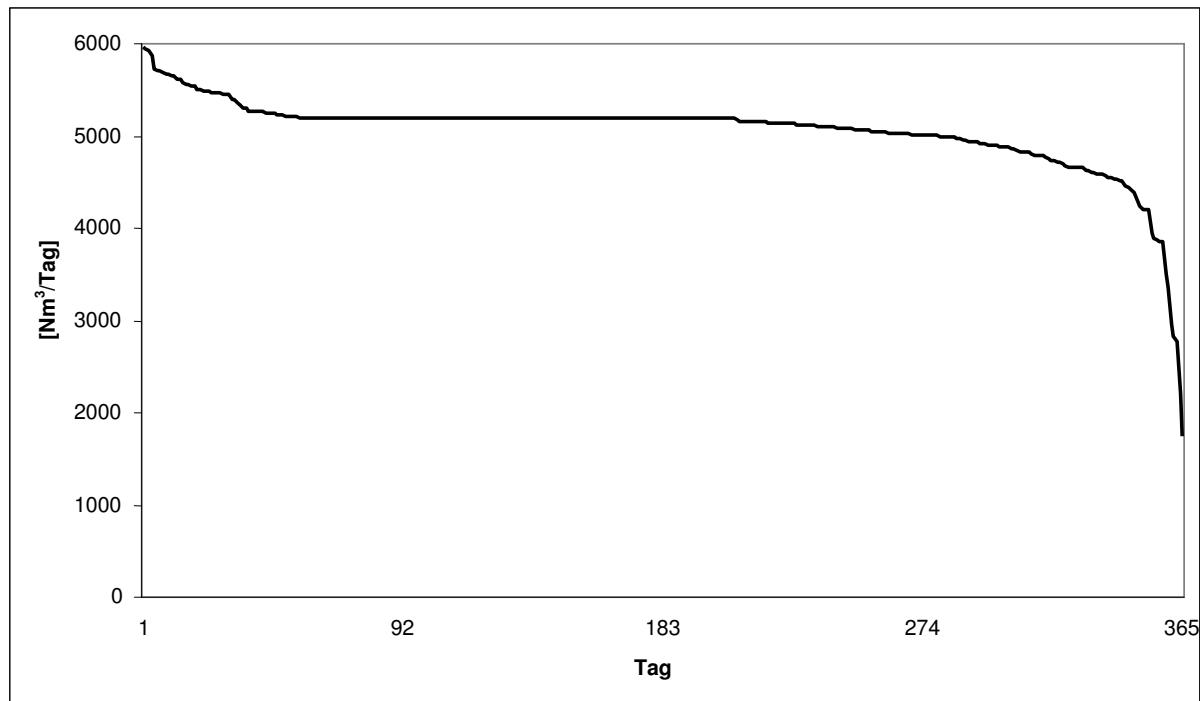


Abbildung 183: Dauererzeugungslinie der Biogasanlage Strem (Tagesproduktion) (eigene Darstellung, Daten: LEGATH 2007)

20.1.3 Weitere reale Lastprofile

Lebensmittelindustrie

Aus dem Jahreslastgang eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie, dargestellt in Abbildung 184, ist ein genaues Bild über den jährlichen Produktionsverlauf bzw. Erdgasverbrauch erkennbar.

Dieser Betrieb arbeitete mit wesentlich höherer Produktionsrate unter der Arbeitswoche (Montag bis Freitag) als am Wochenende. Es ist ersichtlich, dass sich die Produktion in der Zeit zwischen dem 12.04.2004 und dem 28.05.2004 wöchentlich stark änderte und ungewöhnlich geringe Werte aufwies. In diesem Zeitraum könnte es zu einer Ressourcenknappheit oder zu einem geringeren Auftragsvolumen gekommen sein. Im Zeitraum zwischen dem 20.09.2004 und dem 12.11.2004 wurde auch an den Wochenenden mit einer hohen Produktionsrate gearbeitet, was wiederum auf ein höheres Auftragsvolumen hinweisen könnte. Im Jahr 2004 wurde die Produktionsstraße nie zur Gänze stillgelegt, nur über die Weihnachtsfeiertage wurde sie auf ein Minimum reduziert. Der maximale Jahresverbrauch betrug am 15.01.2004, um ca. 17.00 Uhr, $1.435 \text{ Nm}^3/\text{h}$. Der minimale Jahresverbrauch von $0 \text{ Nm}^3/\text{h}$ wurde am 02.01.2004 von 04:00 bis 12:00 Uhr, am 28.03.2004 um 02:00 Uhr, am 25.04.2004 von 23:00 bis 00:00 Uhr, am 30.05.04 von 04:00 bis 06:00 Uhr und am 11.06.2004 um 05:00 Uhr erreicht.

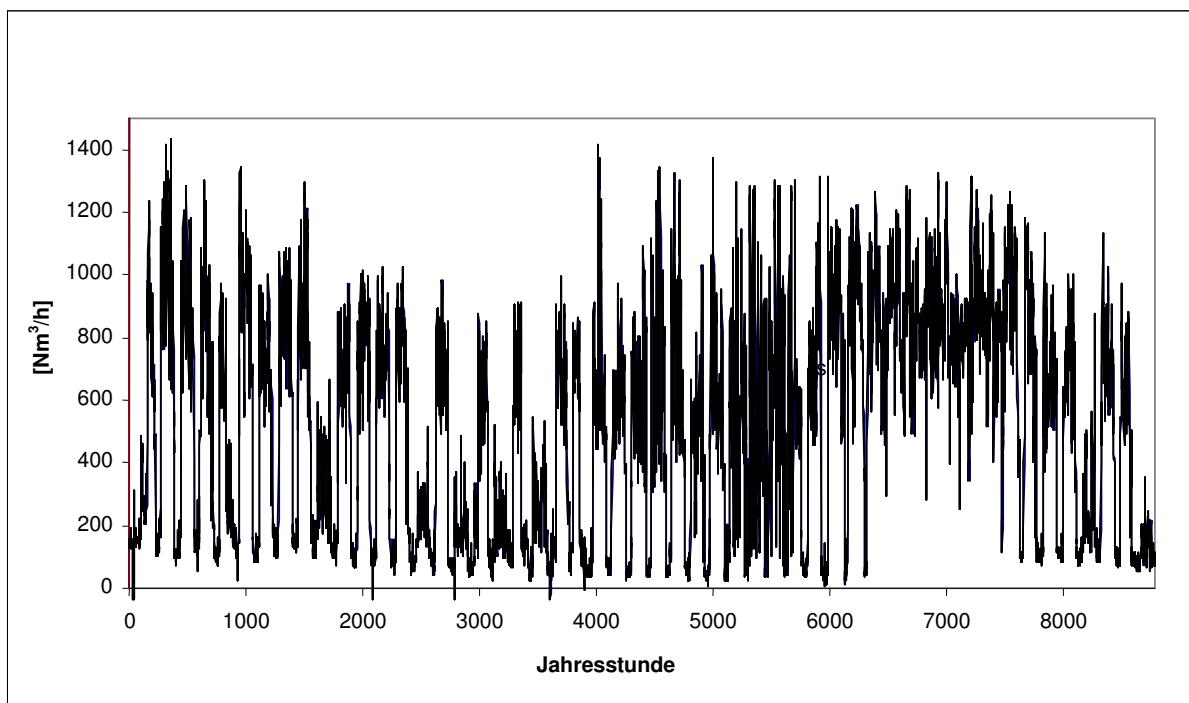


Abbildung 184: Jahreslastgang eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie

In folgender Abbildung 185 ist der monatliche Verbrauch eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie dargestellt. Er betrug im Jahresmittel $382,07 \text{ kNm}^3$, mit einem Minimum von $196,71 \text{ kNm}^3$ im Mai und einem Maximum von $642,23 \text{ kNm}^3$ im Oktober. Der Verbrauchsan-

stieg im Zeitraum zwischen 20.09.2004 und 12.11.2004 lässt sich wahrscheinlich durch die höhere Produktion an den Wochenenden erklären.

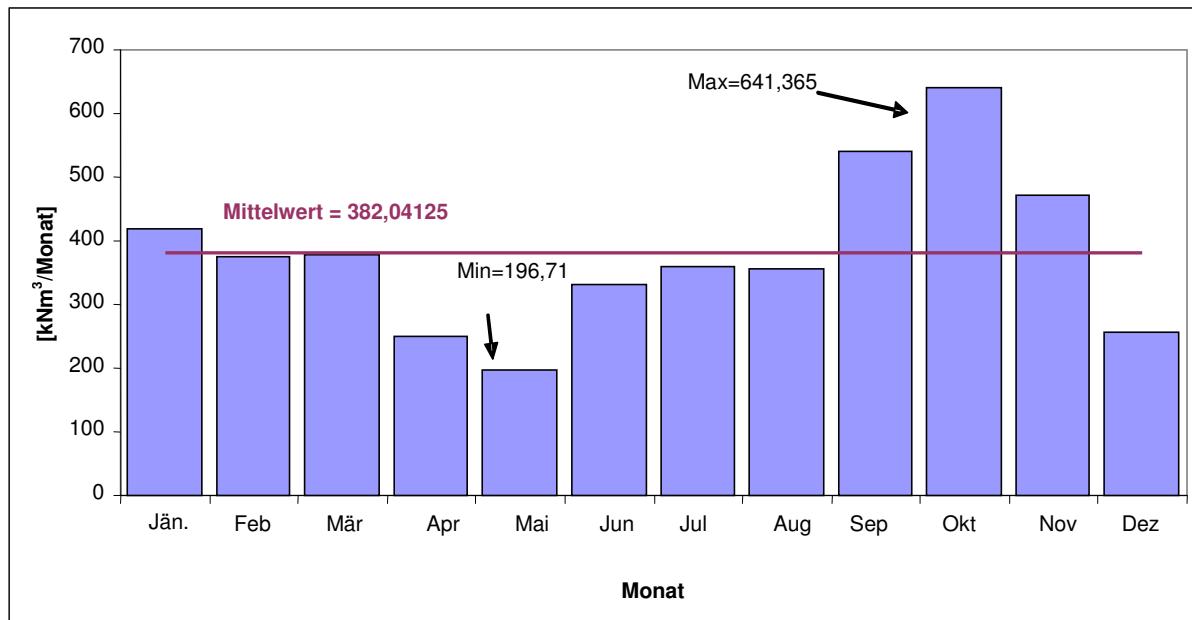


Abbildung 185: Monatlicher Verbrauch eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie

Der Tageslastgang, dargestellt in Abbildung 186, stellt die starken Schwankungen des Verbrauchs zwischen Werktagen und Wochenenden dar. Gut erkennbar ist der extreme Anstieg am Montag, dem ersten Arbeitstag nach dem Wochenende. Es gibt aber auch Wochenenden, an denen ein konstanter Verbrauch gegeben ist.

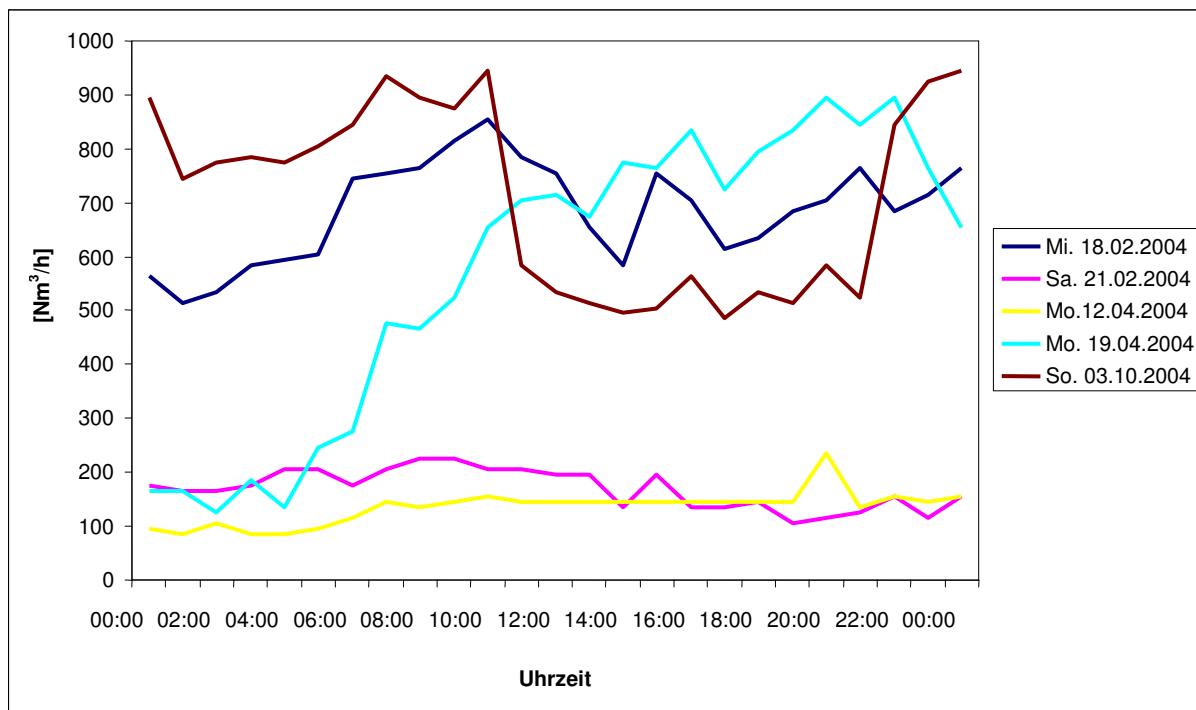


Abbildung 186: Tageslastgang eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und täglichen Verbrauch eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie sind in Abbildung 187 und Abbildung 188 dargestellt. Sie stellen sowohl für den stündlichen als auch für den täglichen Verbrauch linear abfallende Trendlinien dar. Abbildung 188 bildet den deutlich geringeren Verbrauch des Unternehmens über die Wochenenden ab. Ein Produktionsausfall über einen längeren Zeitraum hat, nach den vorhandenen Daten, in diesem Unternehmen nicht stattgefunden.

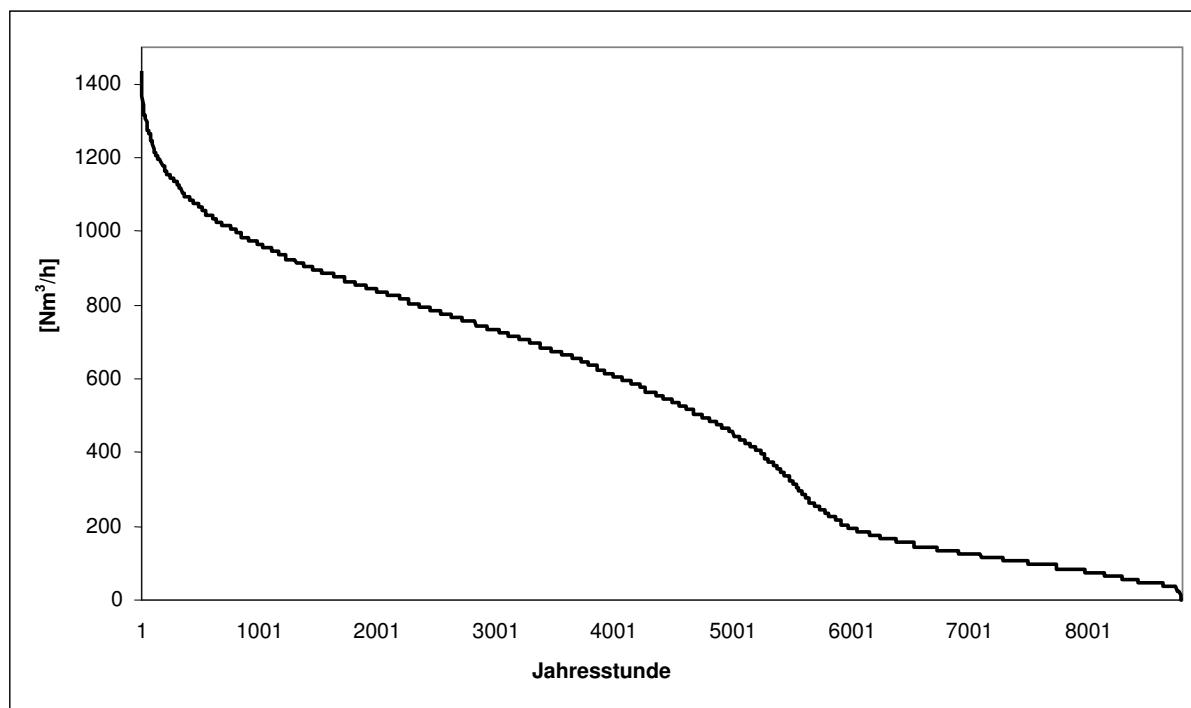


Abbildung 187: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie (stündlicher Verbrauch)

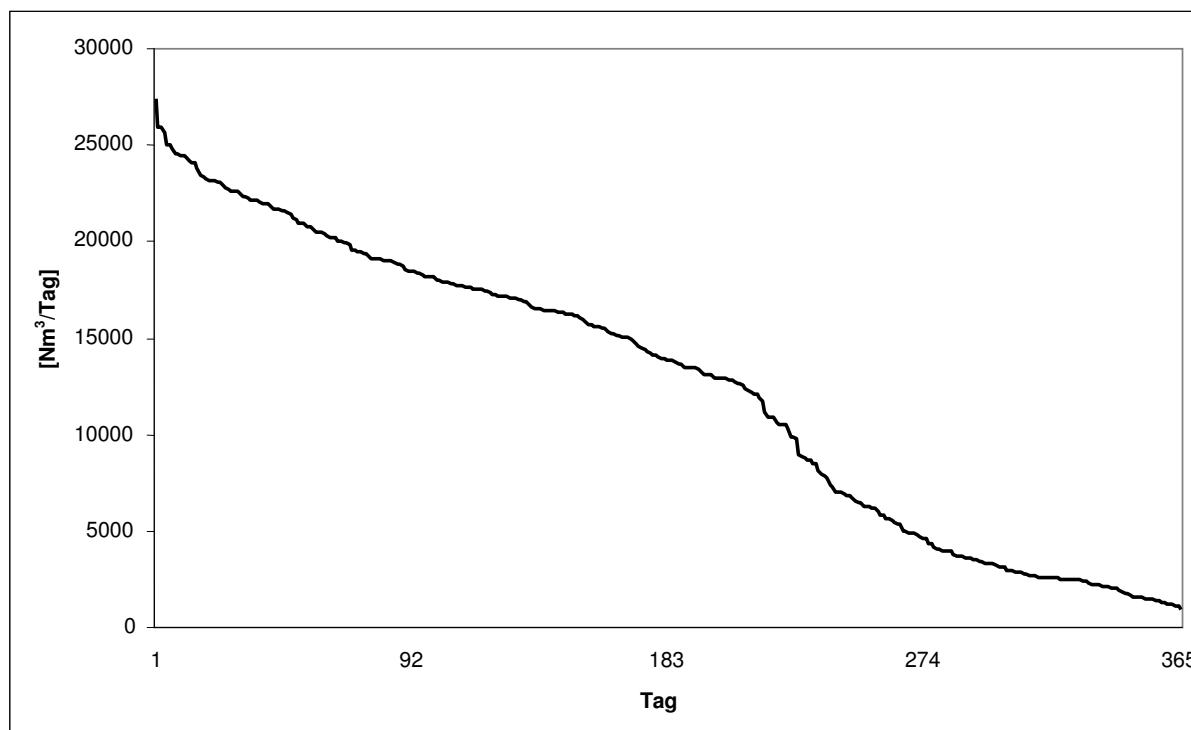


Abbildung 188: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie (Tagesverbrauch)

Der minimale und maximale Verbrauch des Unternehmens wurde in Tabelle 58 übersichtlich zusammengefasst. Sie veranschaulicht einen deutlichen Unterschied zwischen den Extremwerten des täglichen, wöchentlichen, monatlichen und stündlichen Verbrauchs. Die maximale monatliche Schwankung betrug 444,66 kNm³. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt zwischen 3,26 (monatlich) und 28,60 (täglich).

Tabelle 58: Minimaler und maximaler Verbrauch eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie

	Verbrauch [Nm ³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	196.710	Oktober	641.365	Oktober	3,26
Woche	13.785	KW42	149.720	KW42	10,86
Tag	960	So. 05.09.2004	27.460	Mi. 14.01.2004	28,60
Stunde	0	z.B. Fr. 02.01.2004 von 04:00 Uhr bis 12:00 Uhr	1.435	Do. 15.01.2004, 17:00 Uhr	-

Papierindustrie I

In der Papierindustrie bleibt die Produktionsrate das ganze Jahr über auf einem etwa gleich bleibenden Niveau, abgebildet im Jahreslastgang in Abbildung 189. Der monatliche Verbrauch, dargestellt in Abbildung 190, erreicht einen Mittelwert von 5.174.404 Nm³ bei einem Ganzjahresverbrauch von 62.092.845 Nm³. Das monatliche Minimum wurde im Juni mit 4.752.460 Nm³ und das monatliche Maximum im Dezember mit 5.769.500 Nm³ erreicht. Störungen während der Produktion bzw. einige „fast“ Totalausfälle sind sofort erkennbar, die Gründe dafür konnten im Rahmen des Projekts nicht eruiert werden.

Die Tageslastgänge, wiedergegeben in Abbildung 191, zeigen einen kontinuierlich hohen Verbrauch zwischen etwa 3.500 Nm³/h und rund 9.500 Nm³/h. Der maximale Jahresverbrauch betrug am 20.12.2004, um ca. 01.00 Uhr, etwa 9.830 Nm³/h. Der minimale Verbrauch von ca. 380 Nm³/h wurde am Sonntag, 23.05.2004, um ca. 06.00 Uhr, erreicht.

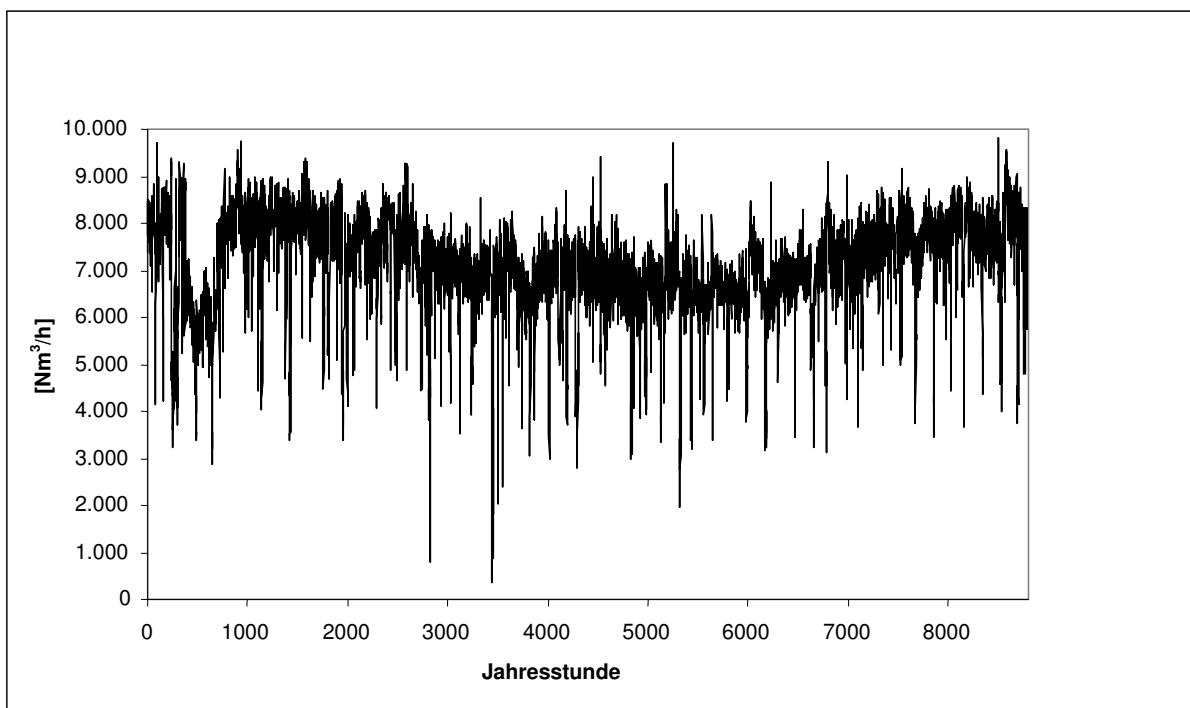


Abbildung 189: Jahreslastgang eines Unternehmens der Papierindustrie I

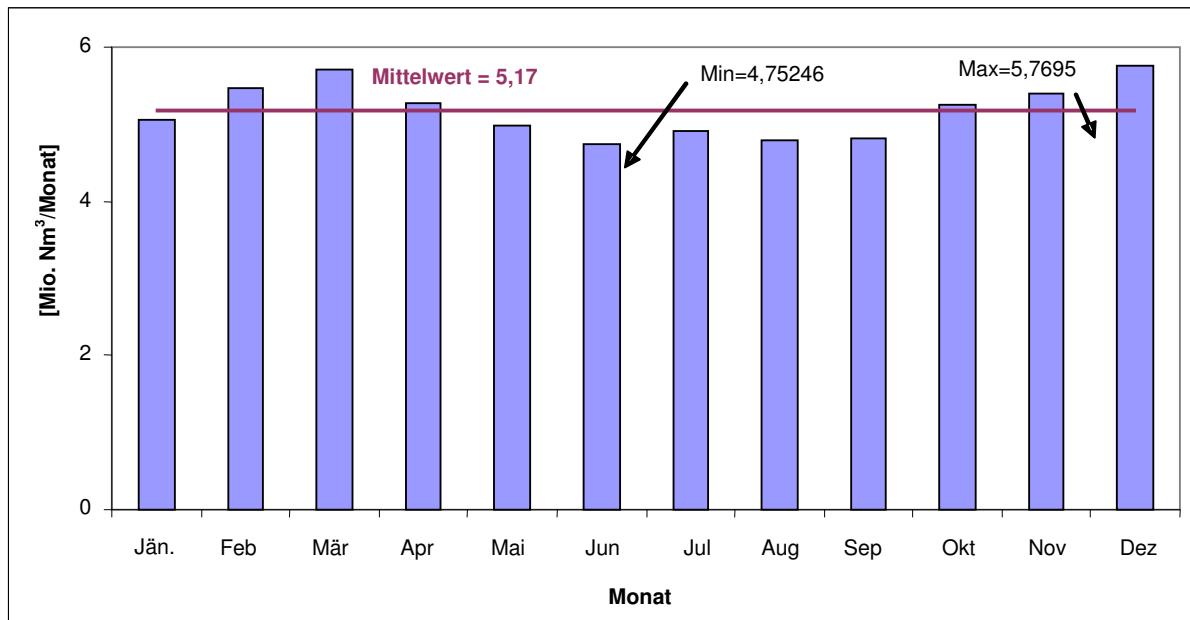


Abbildung 190: Monatlicher Verbrauch eines Unternehmens der Papierindustrie I

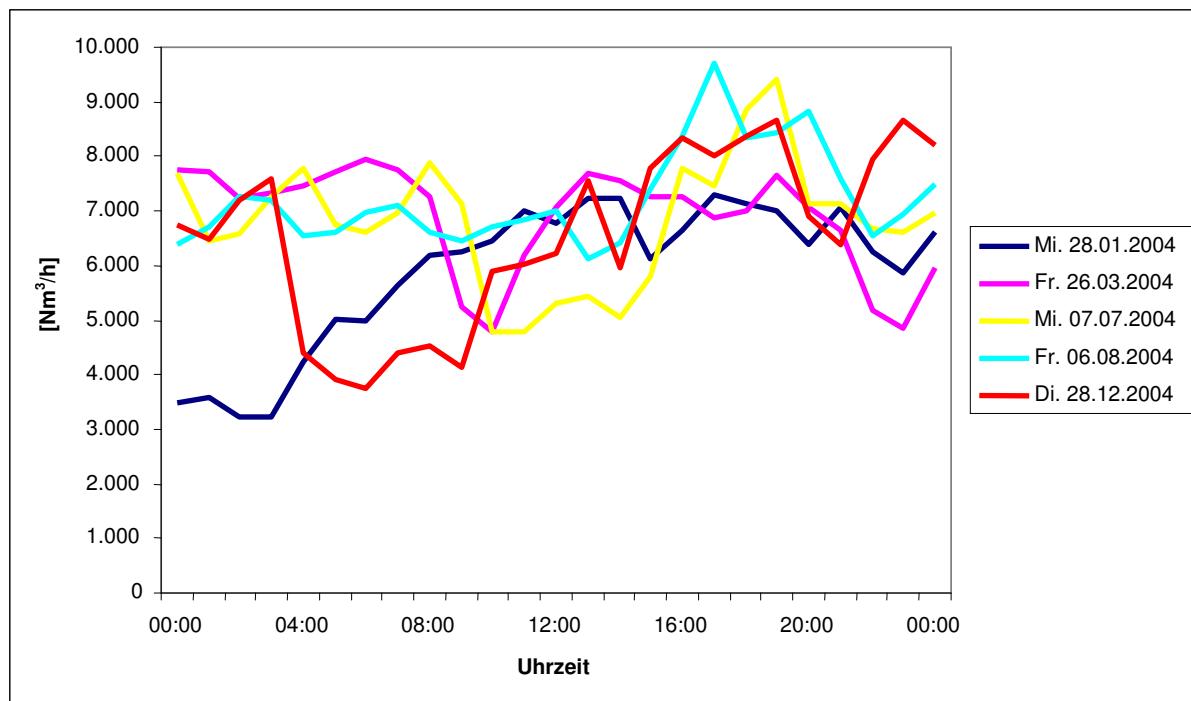


Abbildung 191: Tageslastgang eines Unternehmens der Papierindustrie I

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und täglichen Verbrauch eines Unternehmens der Papierindustrie I sind in Abbildung 192 und Abbildung 193 dargestellt. Aus Abbildung 192 ist erkennbar, dass über das ganze Jahr die Produktion beibehalten und zu jeder Betriebsstunde Gas verbraucht wurde. In Abbildung 193 ist ersichtlich, dass der Gasverbrauch nur an zwei Tagen im Jahr unter 100.000 Nm³ betrug.

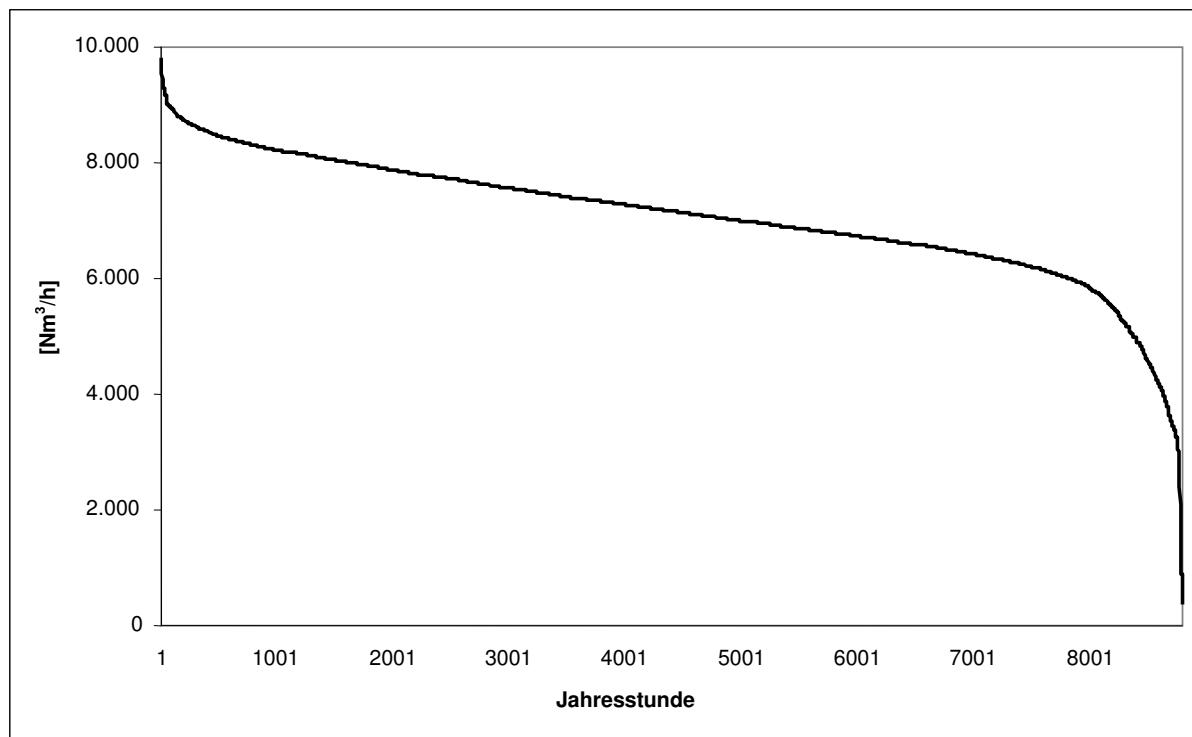


Abbildung 192: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Papierindustrie I (stündlicher Verbrauch)

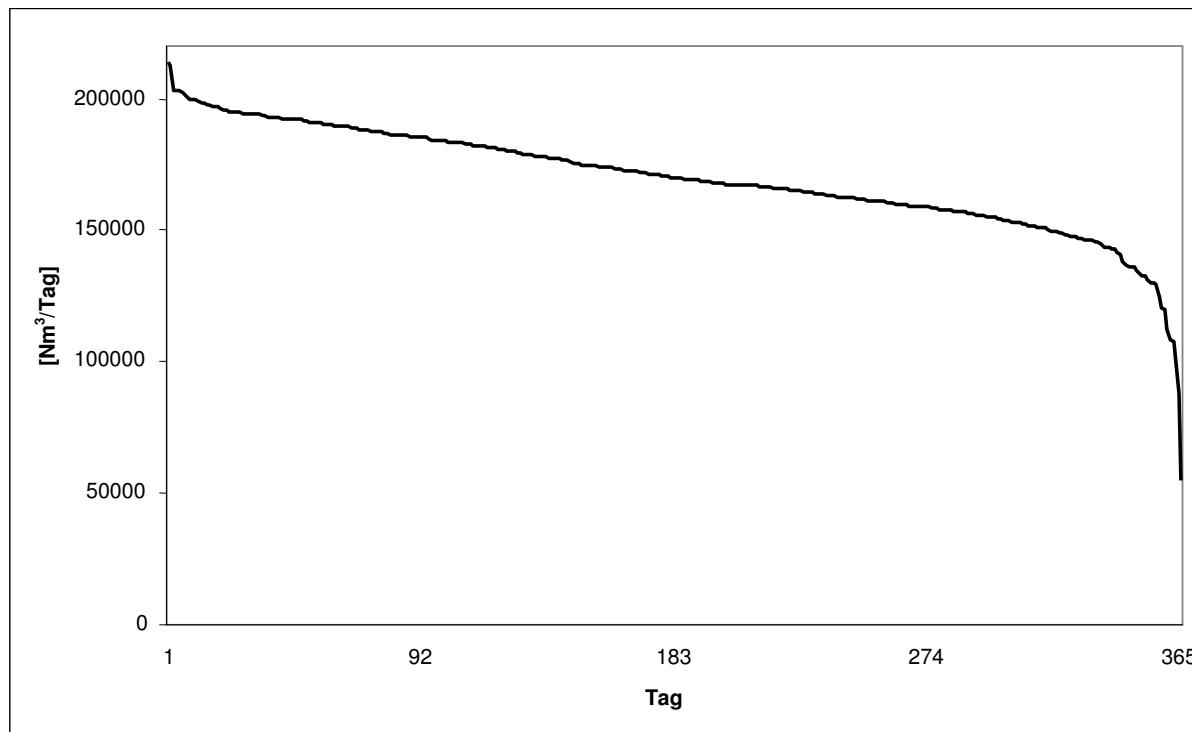


Abbildung 193: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Papierindustrie I (Tagesverbrauch)

Der minimale und maximale Verbrauch in der Papierindustrie I wurde in Tabelle 59 kurz zusammengefasst. Sie zeigt eine maximale monatliche Schwankung des Verbrauchs von ungefähr 1,02 Mio. Nm³. Die maximale wöchentliche Schwankung betrug 618,81 kNm³. Diese liegt damit um 482,56 kNm³ über dem Wert der Lebensmittelindustrie und um 542,73 kNm³ über der maximalen wöchentlichen Schwankung in der Keramikindustrie.

Tabelle 59: Minimaler und maximaler Verbrauch eines Unternehmens der Papierindustrie I (HEI 2007)

	Verbrauch [Nm ³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	4.752.460	Juni	5.769.500	Dezember	1,21
Woche	753.240	KW1	1.372.050	KW6	1,82
Tag	20.420	So. 23.05.2004	213.600	Sa. 07.02.2004	10,46
Stunde	380	So. 23.05.2004 um 06:00 Uhr	9.830	Mo. 20.12.2004 um 01:00 Uhr	25,87

Papierindustrie II

In einem zweiten Unternehmen der Papierindustrie (Papierindustrie II) ist die Produktionsrate über das Jahr, im Vergleich zur Papierindustrie I, weniger kontinuierlich, dargestellt in Abbildung 194. Es dürfte sich hier um regelmäßige und unregelmäßige Produktionsperioden handeln. Auffallend starke Unregelmäßigkeiten in der Produktion sind von 01.01.2006 bis 01.03.2006 und von 03.06.2006 bis 14.09.2006 zu erkennen. In den regelmäßigen Produktionsperioden bleibt die verbrauchte Menge pro Stunde in der Nähe eines Mittelwertes. Die Produktion über das Jahr, dargestellt im Jahreslastgang, zeigt auch einige Totalausfälle. Der Ausfall vom 08.08.2006 um etwa 09:00 Uhr bis 09.08.2006 um ca. 15:00 ist der längste andauernde Produktionsabbruch bzw. -ausfall des Unternehmens.

Der monatliche Verbrauch, dargestellt in Abbildung 195, erreicht einen Mittelwert von 3,04 Mio. Nm³ bei einem Ganzjahresverbrauch von 36,4 Mio. Nm³. Das monatliche Minimum wurde im Juli, mit 2,316 Mio. Nm³, das monatliche Maximum im März, mit 4,728 Mio. Nm³ erreicht. Es ist weiters erkennbar, dass der monatliche Verbrauch nicht stark vom Mittelwert abweicht, abgesehen von den Monaten Jänner und März. Die Tageslastgänge, wiedergegeben in Abbildung 196, zeigen die unterschiedlich hohen Tagesverbrauchsmengen. Abbildung 196 beinhaltet ebenso regelmäßiges wie unregelmäßiges Produktionsverhalten und sogar die Produktionsunterbrechung am 09.08.2006.

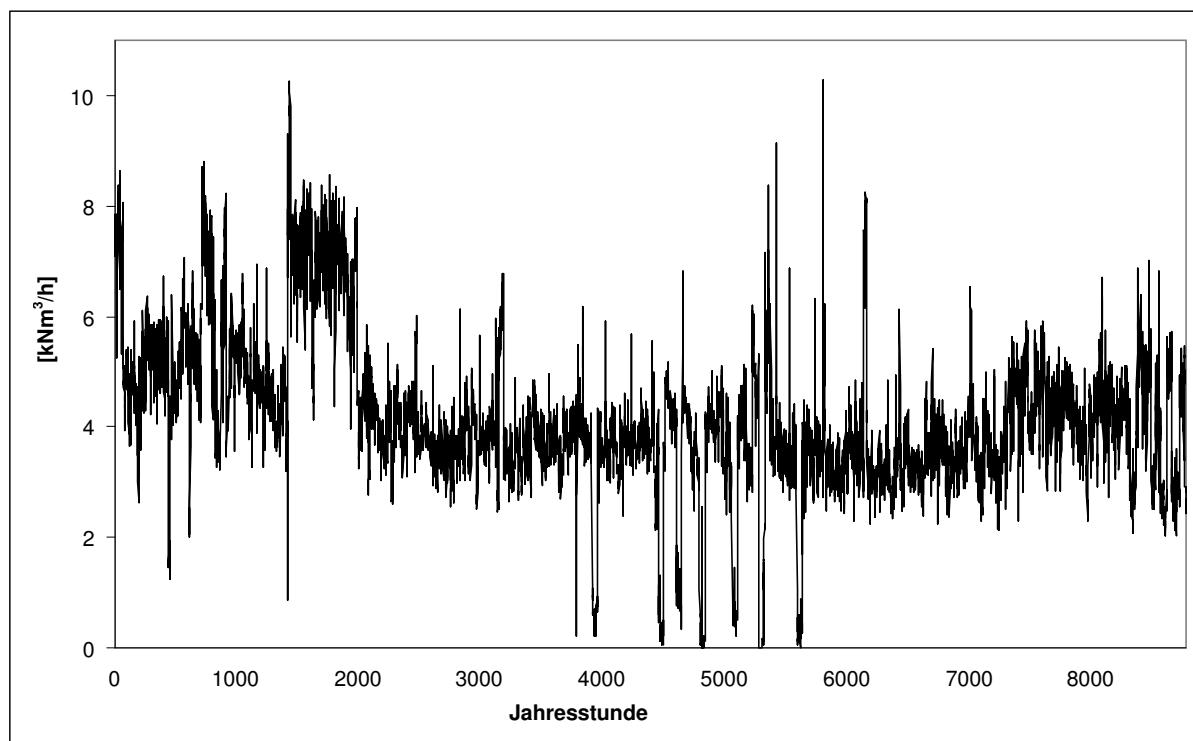


Abbildung 194: Jahreslastgang eines Unternehmens der Papierindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

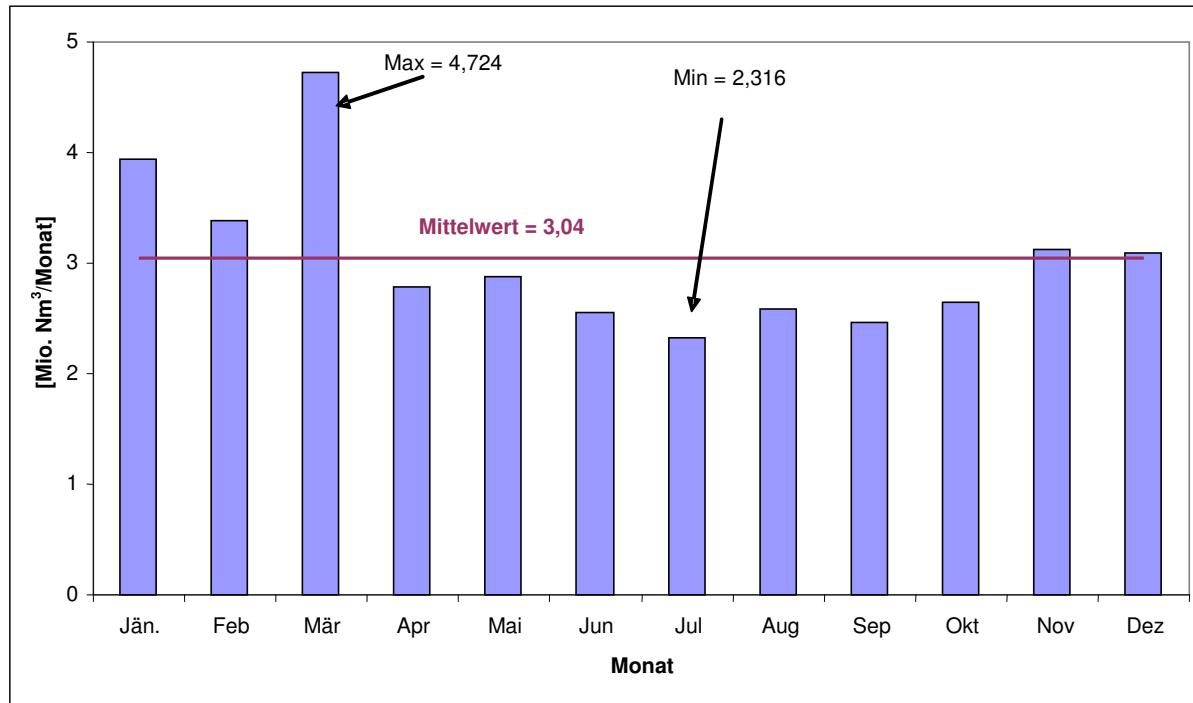


Abbildung 195: Monatlicher Verbrauch eines Unternehmens der Papierindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

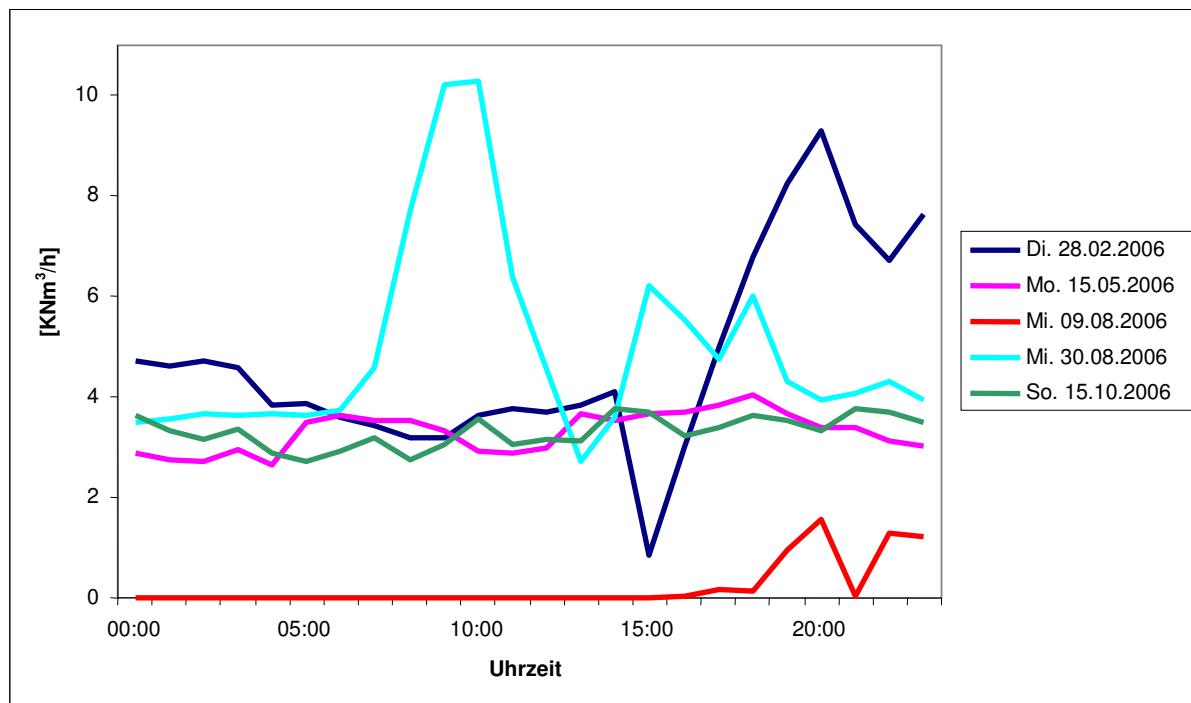


Abbildung 196: Tageslastgang eines Unternehmens der Papierindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und täglichen Verbrauch der Papierindustrie II sind in Abbildung 197 und Abbildung 198 wiedergegeben. Abbildung 197 zeigt, dass in mehr als 8.300 Betriebsstunden der Verbrauch über $2.500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ lag. Abbildung 198 stellt den täglichen Verbrauchswert, über das Jahr geordnet, vom maximalen bis zum minimalen Verbrauch dar. Es ist erkennbar, dass der Verbrauch an 148 Tagen über 100 kNm^3 lag und nur an 22 Tagen unter 70 kNm^3 .

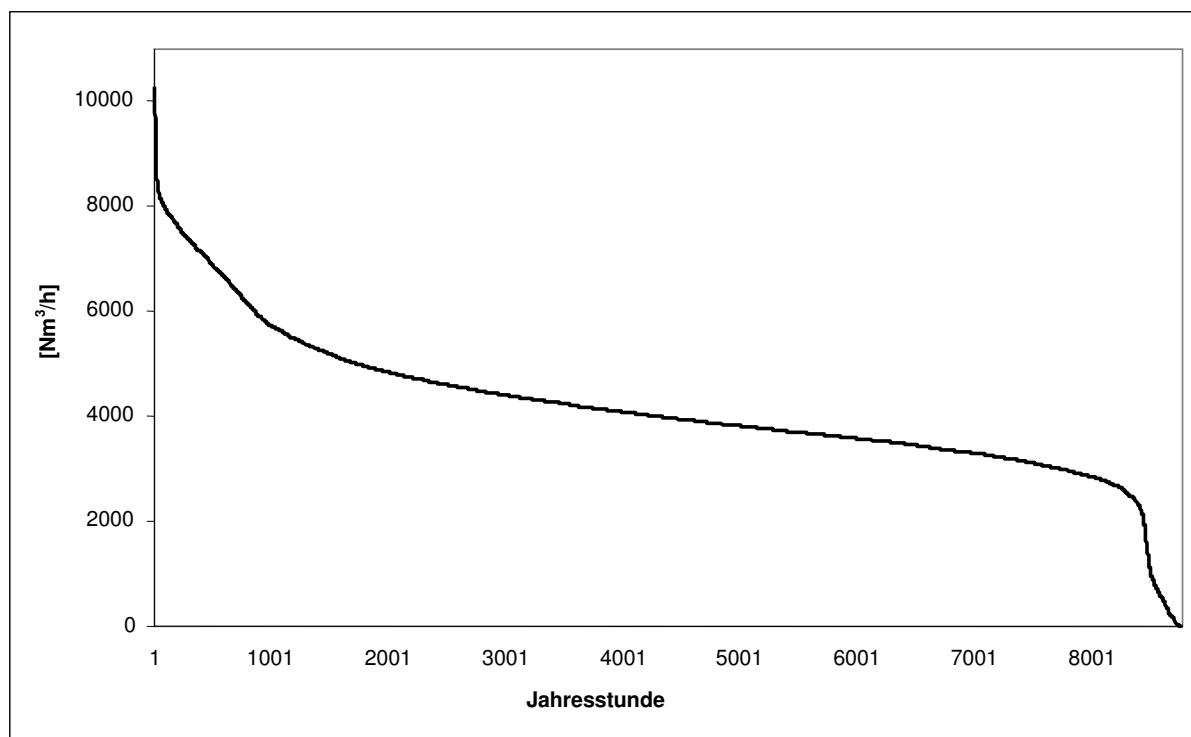


Abbildung 197: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Papierindustrie II (stündlicher Verbrauch)

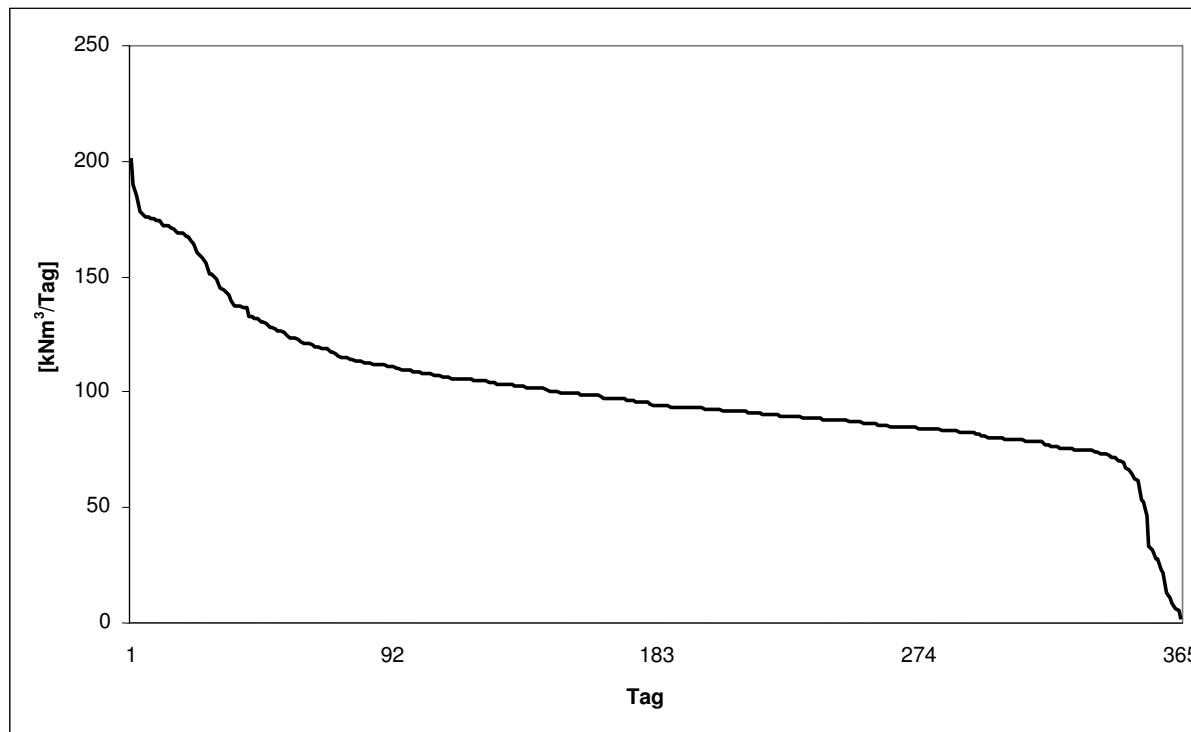


Abbildung 198: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Papierindustrie II (Tagesverbrauch)

Der minimale und maximale Verbrauch der Papierindustrie II wurde in Tabelle 60 kurz zusammengefasst. Sie zeigt eine maximale monatliche Schwankung des Verbrauchs von rund 2,41 Mio. Nm³. Die maximale wöchentliche Schwankung betrug 739,63 kNm³. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt zwischen 2,05 (monatlich) und 110,69 (täglich).

Tabelle 60: Minimaler und maximaler Verbrauch eines Unternehmens der Papierindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

	Verbrauch [Nm ³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	2.315.630	März	4.727.872	März	2,05
Woche	463.407	KW11	1.203.037	KW11	2,60
Tag	1.821	20.07.2006	201.567	01.03.2006	110,69
Stunde	0	z.B. von Di 08.08.2006 um 09:00 Uhr bis Mi. 09.08.2006	1.0291	Mi. 30.08.2006 um 10:00 Uhr	-

Conclusio des Verbrauchsverhaltens der Unternehmen der Papierindustrie I und II

Abgesehen von Unregelmäßigkeiten und Totaleinbrüchen in der Produktion, erkennbar in Abbildung 189 und Abbildung 194, ist zu beobachten, dass

- in der Papierindustrie versucht wird, die Produktion immer auf einem gleich bleibenden Niveau zu halten (die prozentuellen Abweichungen im Vergleich zum Mittelwert sind nur gering).
- die absoluten Verbrauchswerte hoch sind, wodurch es zu einer monatlichen Verbrauchsmenge in der Höhe von einigen Mio. Nm³ kommt.

Keramik-Zementindustrie I

Der Jahresverbrauch eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie, wiedergegeben in Abbildung 199, unterliegt geringeren Schwankungen wie der eines Unternehmens der Lebensmittelindustrie. Es gibt jedoch zeitweise Totalausfälle für maximal rund eine Stunde. Die Gründe hierfür konnten im Rahmen der Studie nicht eruiert werden. Ebenso ist eine Reduktion der Produktion zwischen dem 12.04.2004 und dem 22.08.2004 erkennbar. Aus unbekannten Gründen wurde die Produktion auch im Frühling und Sommer verringert. Es zeigt sich ein monatliches Maximum von 326,7 kNm³ im Jänner und ein monatliches Minimum von 162,3 kNm³ im Dezember, bei einem Ganzjahresgasverbrauch von rund 2,370 Mio. Nm³. Der durchschnittliche monatliche Verbrauch lag bei 248,4 kNm³, dargestellt in Abbildung 200. Wie aus dem Tageslastgang ersichtlich gab es zwischen Montag, dem 20.12.2004 ab etwa 20.00 Uhr bis Freitag, 31.12.2004, etwa 0.00 Uhr, eine komplette Produktionsunterbrechung,

dargestellt in Abbildung 201. Die Gründe dafür könnten die Weihnachtsfeiertage und/oder geplante Wartungsarbeiten sein.

Der maximale Jahresverbrauch betrug am 11.10.2004, gegen 12.00 Uhr, $602 \text{ Nm}^3/\text{h}$. Der minimale Verbrauch mit $0 \text{ Nm}^3/\text{h}$ lag im Zeitraum vom 20.12.2004, ab ca. 21.00 Uhr, bis zum 31.12.2004, bis gegen 00.00 Uhr. Dies ist wahrscheinlich auf eine „Weihnachtssperre“ zurückzuführen.

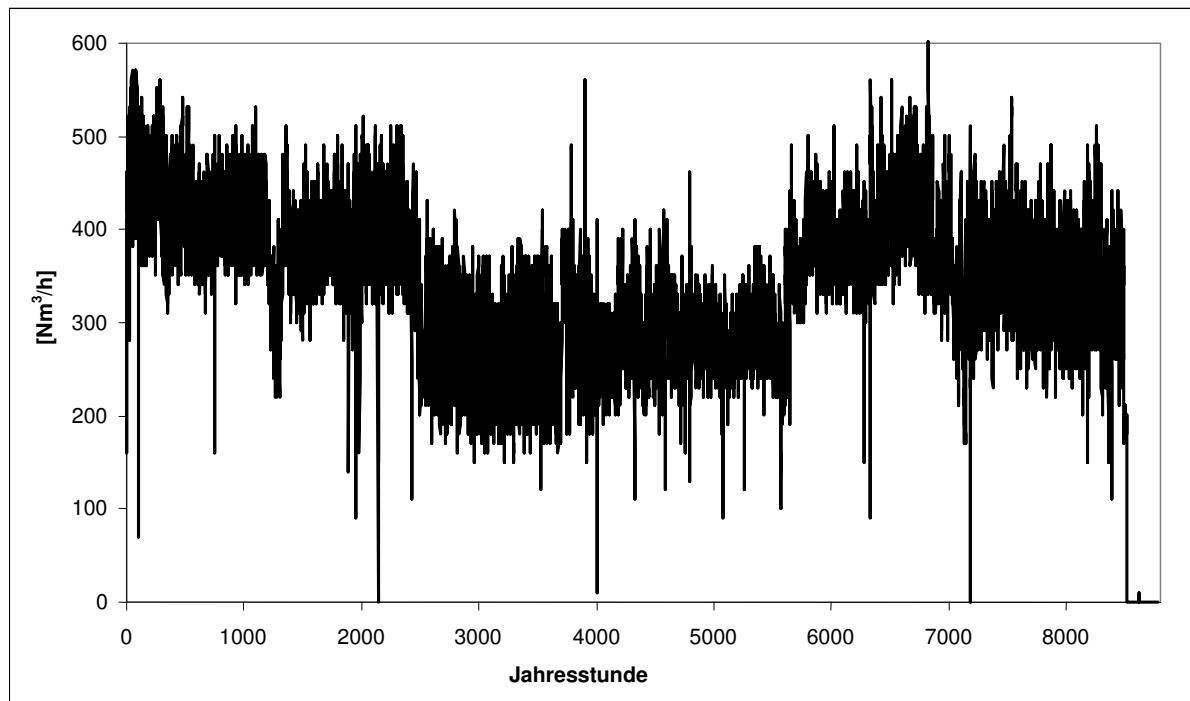


Abbildung 199: Jahreslastgang eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie I

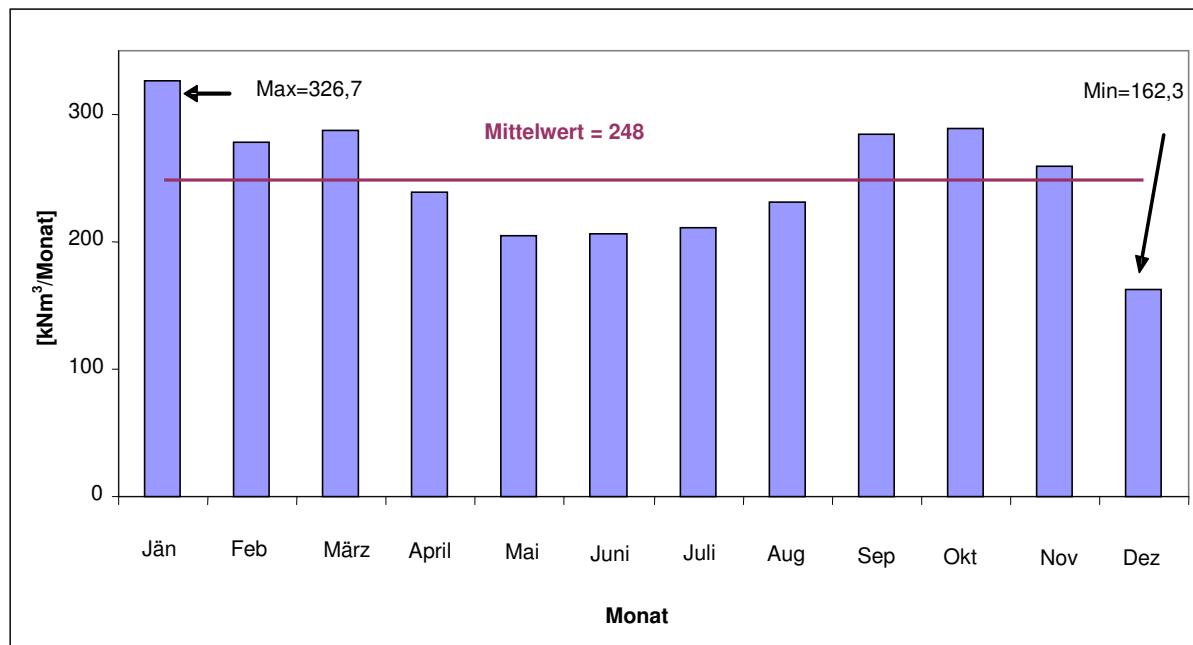


Abbildung 200: Monatlicher Verbrauch eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie I

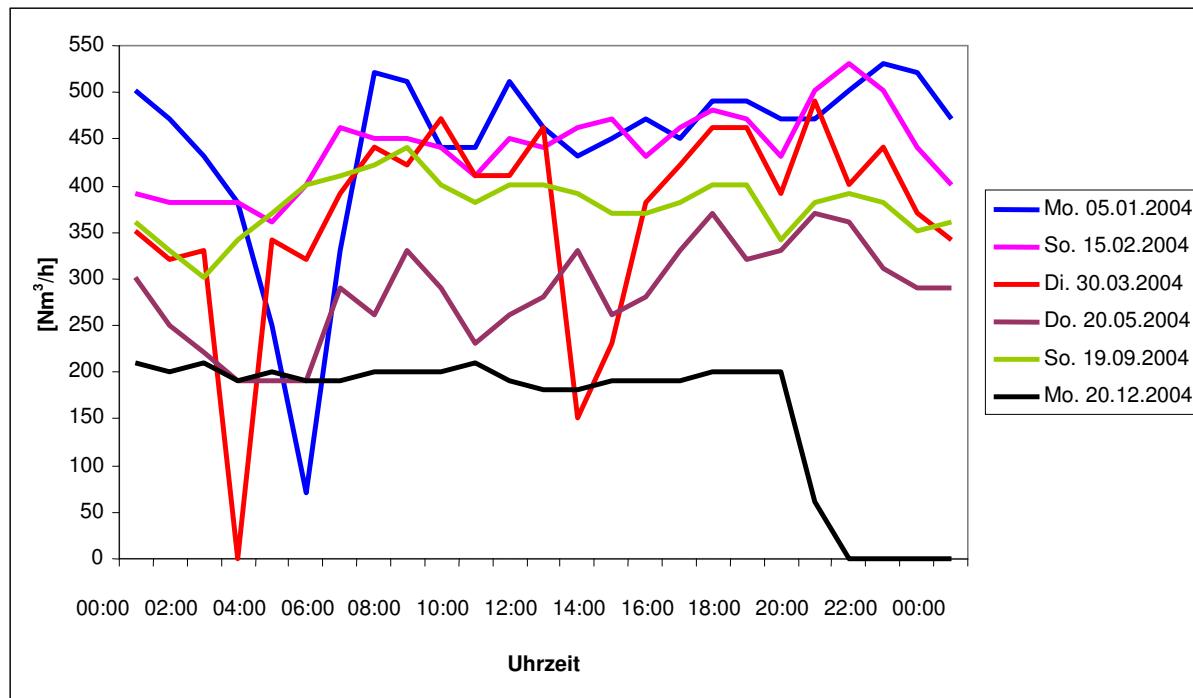


Abbildung 201: Tageslastgang eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie I

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und täglichen Verbrauch eines Unternehmens der Keramik- und Zementindustrie I sind in Abbildung 202 und Abbildung 203 wiedergegeben. Abbildung 202 zeigt einen Verbrauch von über 100 Nm³/h an insgesamt 8.509 Stunden im Jahr. An 267 Stunden im Jahr wurde die Produktion stillgelegt. Abbildung 203 zeigt, dass an

insgesamt elf ganzen Tagen im Jahr (vor allem in der Weihnachtszeit) die Produktion stillgelegt wurde.

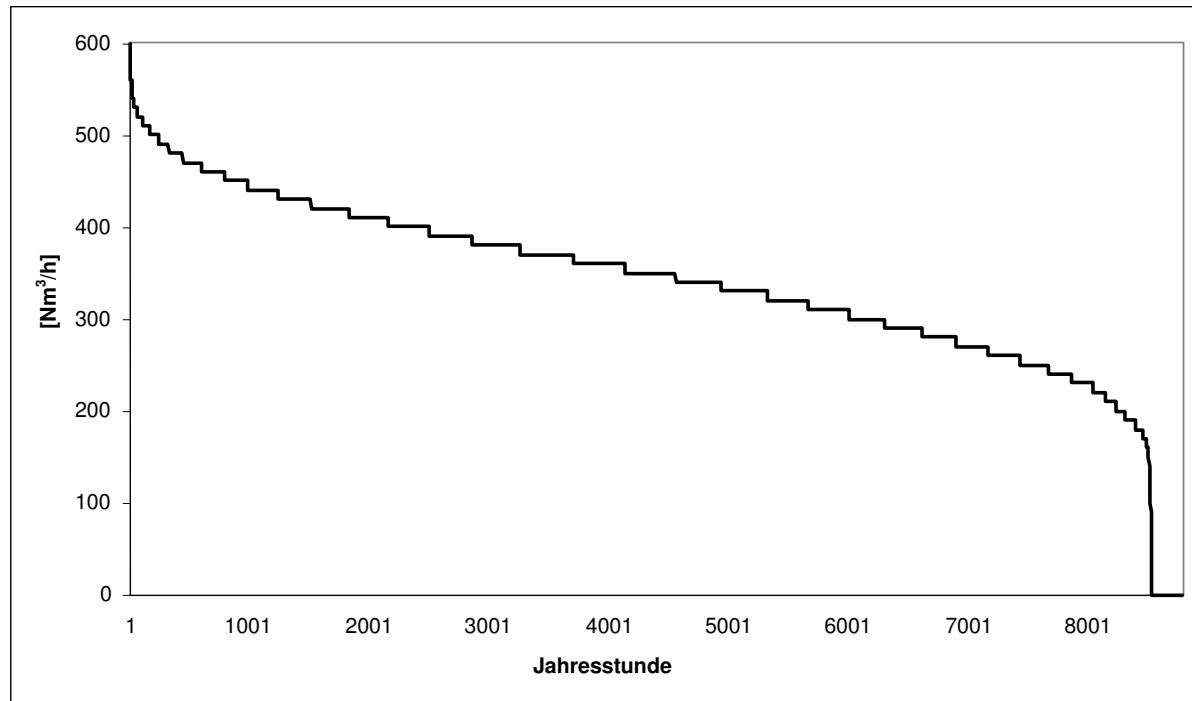


Abbildung 202: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie I
(stündlicher Verbrauch)

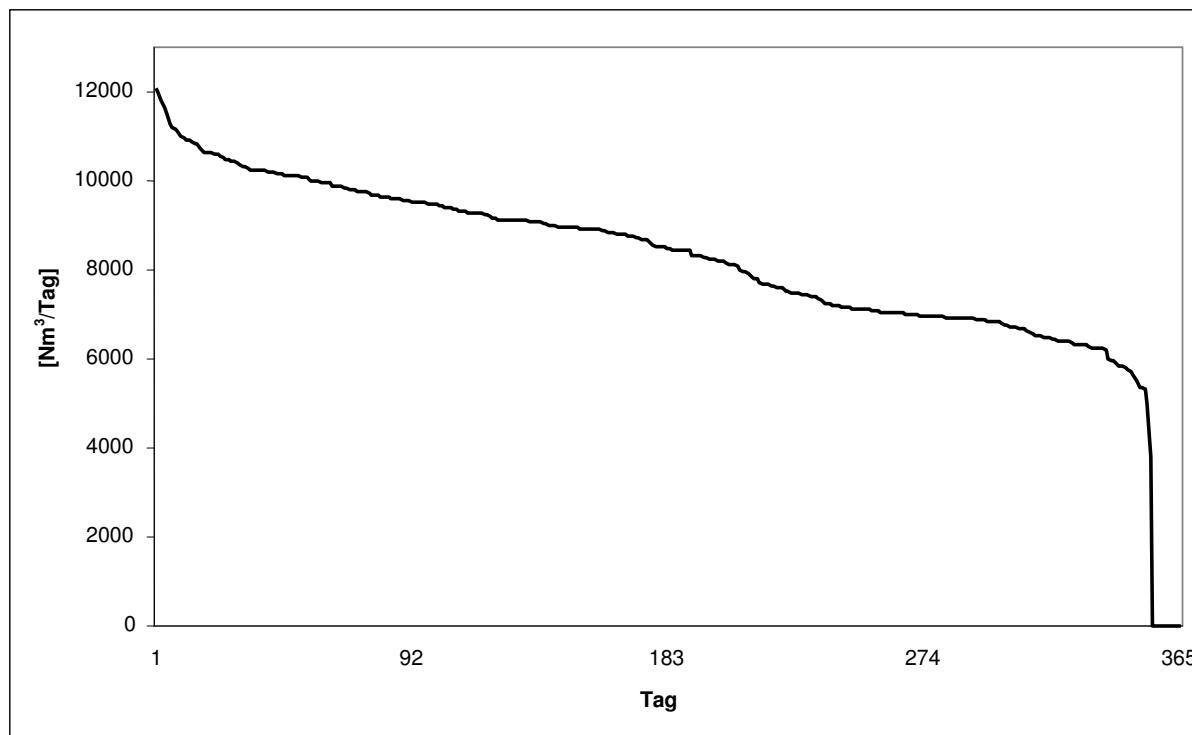


Abbildung 203: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie I (Tagesverbrauch)

In nachfolgender Tabelle 61 ist der minimale und maximale Verbrauch der Keramik-Zementindustrie I dargestellt. Die maximale monatliche Schwankung betrug 164,43 kNm³. Dies stellt eine wesentlich geringere Schwankung (281,08 kNm³) als in der Lebensmittelindustrie dar. Der minimale tägliche und wöchentliche Verbrauch erreichte im Zeitraum vom 21. bis zum 31.12.2004 den Wert 0 Nm³, wahrscheinlich aufgrund der Weihnachtsfeiertage und/oder wegen geplanter Wartungsarbeiten. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt monatlich bei 2,01.

Tabelle 61: Minimaler und maximaler Verbrauch eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie I

	Verbrauch [Nm ³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	162.279	Jänner	326.713	Jänner	2,01
Woche	0	KW42	76.076	KW42	-
Tag	0	21.12.2004 bis 31.12.2004	12.073	So. 03.01.2004	-
Stunde	0	Von Mo. 20.12.2004 um 06:00 Uhr bis Fr. 31.12.2004 um 00:00 Uhr	602	Mo. 11.10.2004 um 12:00 Uhr	-

Keramik-Zementindustrie II

Der Jahreslastgang eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II, dargestellt in Abbildung 204, nimmt fast immer einen Verbrauchswert zwischen 1.000 und 2.000 kNm³/h an. Nur bei Produktionseinbrüchen und Totalausfällen wird dieser Wert nicht erreicht. Der Lastgang der Keramik-Zementindustrie II hat zwei Merkmale, die in anderen Beispielen dieser Art nicht vorhanden sind: Erstens kommt es sehr häufig zu Produktionseinbrüchen, die in einem Fall sogar zu einem Totalausfall führten. Zweitens kann man einen periodischen Verlauf der Kennlinie beobachten. Der monatliche Verbrauch, in Abbildung 205 dargestellt, erreicht einen Mittelwert von 1,16 Mio. Nm³ bei einem Jahresverbrauch von 13,93 Mio. Nm³ Erdgas. Das monatliche Minimum wurde im Oktober mit 990,17 kNm³, das monatliche Maximum im Mai mit 1.42 Mio. Nm³ erreicht. Der Tageslastgang zeigt, dass eine Produktion mit konstant hohem Niveau wünschenswert ist, siehe Abbildung 206.

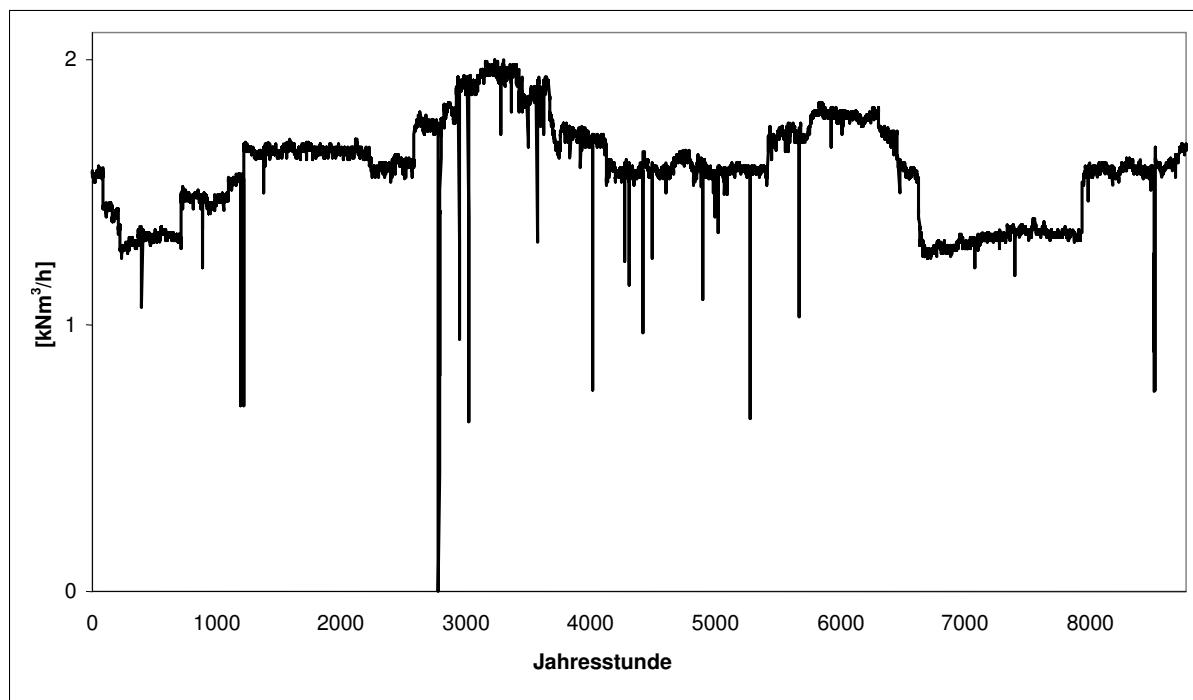


Abbildung 204: Jahreslastgang eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

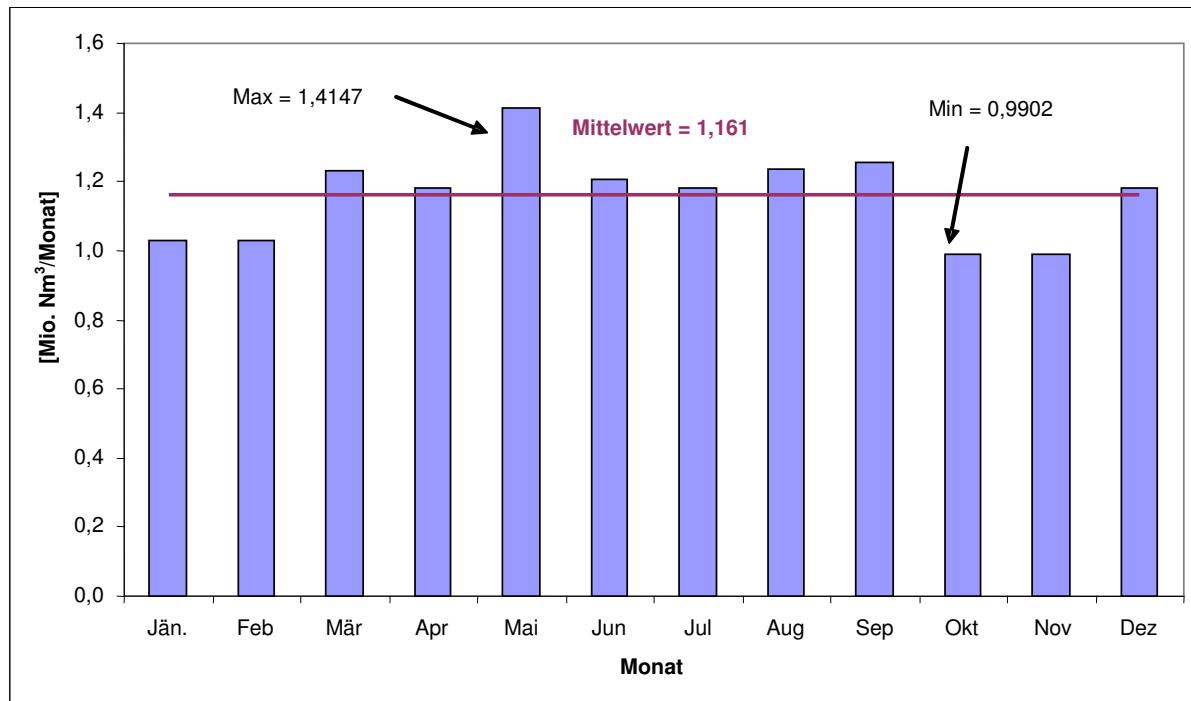


Abbildung 205: Monatlicher Verbrauch eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II
(eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

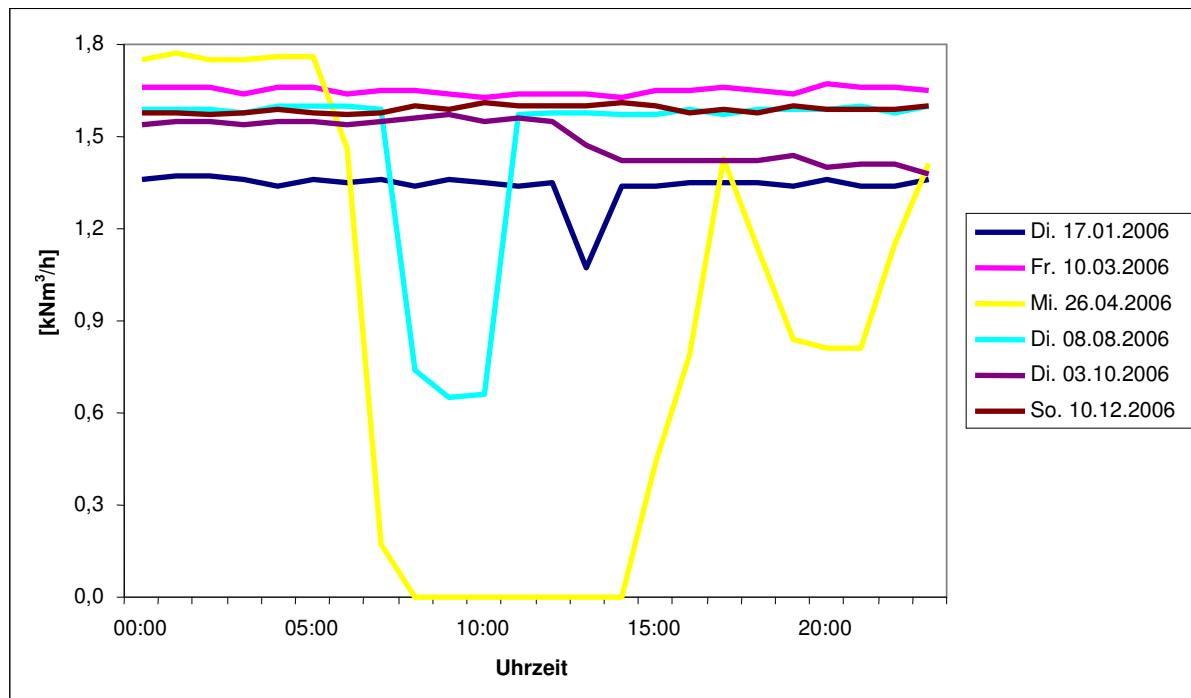


Abbildung 206: Tageslastgang eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und täglichen Verbrauch eines Unternehmens der Keramik- und Zementindustrie II sind in Abbildung 207 und Abbildung 208 wiedergegeben. Abbildung 207 zeigt einen Verbrauch von über 1.250 Nm³/h an insgesamt 8.753 Stunden im Jahr, an insgesamt 7 Stunden wurde die Produktion stillgelegt. Abbildung 208 zeigt, dass an jedem Tag des untersuchten Jahres im Unternehmen gearbeitet bzw. Gas verbraucht wurde.

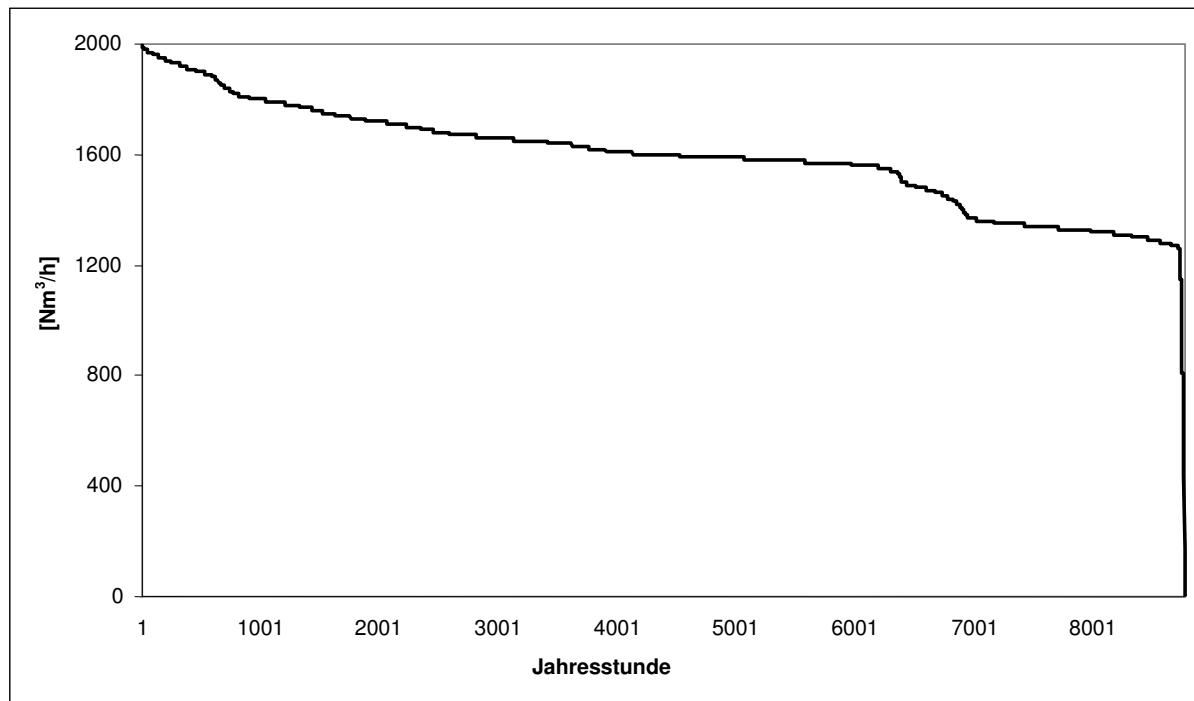


Abbildung 207: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II (stündlicher Verbrauch)

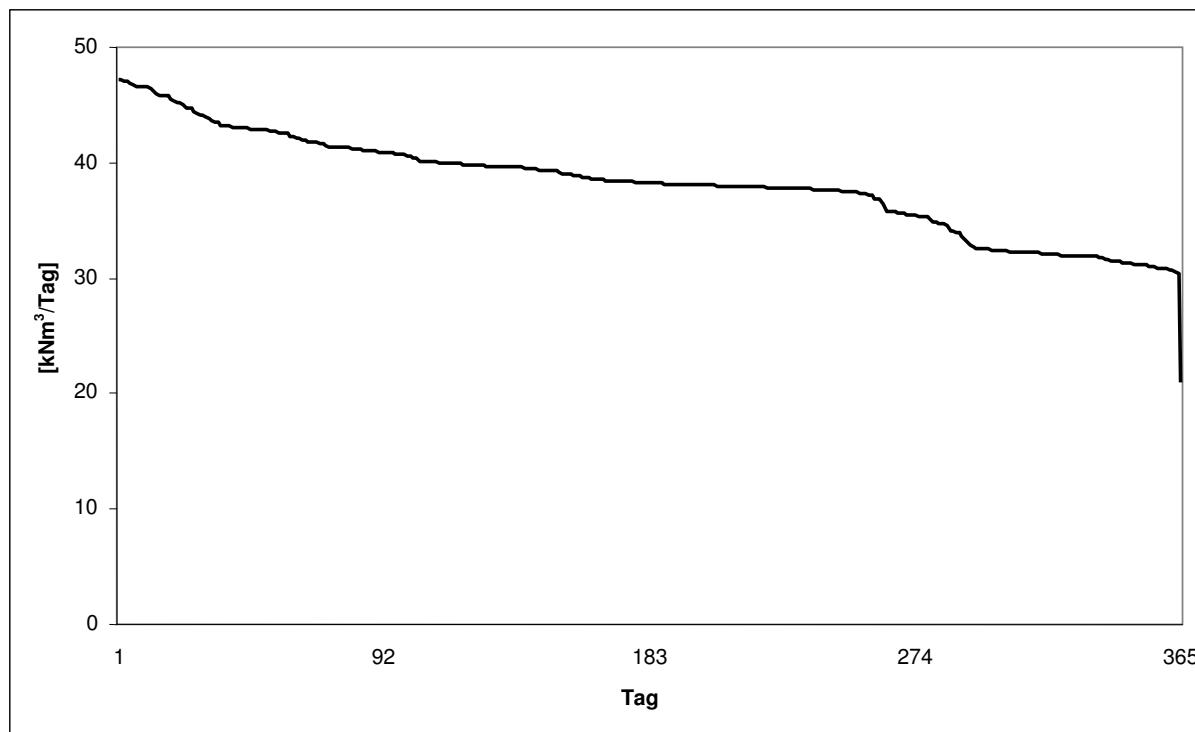


Abbildung 208: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II (Tagesverbrauch)

Der minimale und maximale Verbrauch in der Keramik- und Zementindustrie II wurde in Tabelle 62 zusammengefasst. Sie zeigt eine maximale monatliche Schwankung des Verbrauchs von rund 424,50 kNm³. Die maximale wöchentliche Schwankung betrug 110,36 kNm³. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt zwischen 1,43 (monatlich) und 2,25 (täglich).

Tabelle 62: Minimaler und maximaler Verbrauch eines Unternehmens der Keramik-Zementindustrie II (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

	Verbrauch [Nm ³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	990.170	Mai	1.414.670	Mai	1,43
Woche	216.770	KW20	327.130	KW20	1,51
Tag	20.990	26.04.2006	47.290	12.05.2006 & 15.05.2006	2,25
Stunde	0	26.04.2006 von 08:00 Uhr bis 14:00 Uhr	2.000	15.05.2006 um 08:00 Uhr und 18.05.2006 um 02:00 Uhr	-

Conclusio Keramik-Zementindustrie

Die Keramik-Zementindustrie weist, ebenso wie die Papierindustrie, hohe absolute Gasverbrauchswerte auf. Im Produktionsprozess wird versucht, einen konstant hohen Verbrauchswert und damit eine gute Auslastung des Unternehmens zu erreichen. Der Verbrauch zeigt einen periodisch alternierenden Verlauf. Die benötigte Gasmenge, welche in jedem Intervall pro Stunde verbraucht wird, bleibt konstant, abgesehen von den beschriebenen Einbrüchen.

Hotellerie

Der Jahresverbrauch eines Unternehmens der Hotellerie, wiedergegeben in Abbildung 209, unterliegt einem gänzlich anderen Jahreslastgang als jener der analysierten Bäckerei und der Wäscherei. Hierbei handelt es sich um ein Sporthotel in Saalfelden, im Salzburger Pinzgau, welches Gästen Sommer- und Wintertourismus bietet (HASLINGER 2007). Der Trend zeigt einen temperaturabhängigen Verbrauch. Der monatliche Verbrauch, in Abbildung 210 dargestellt, bestätigt diese Annahme. Dieser monatliche Verbrauch erreicht einen Mittelwert von 26.118 Nm^3 . Das monatliche Maximum wurde im Jänner, mit 55.780 Nm^3 , das monatliche Minimum im Juli, mit 10.175 Nm^3 , erreicht. Die ungewöhnliche Erhöhung des Verbrauchs in KW22 und KW23 ist eventuell auf einen Temperatureinbruch oder eine kurzfristig hohe Anzahl an Hotelgästen in diesen Wochen zurückzuführen. Der Tageslastgang, dargestellt in Abbildung 211, zeigt die typische Früh- und Abendspitze. Im Vergleich zu Abbildung 171 (Heizgas-Gewerbe) ist die Abweichung zwischen Norm- und Reallastprofil erkennbar.

Denn ein Normlastprofil kann nicht das unterschiedliche Verbrauchsverhalten der Hotelgäste bzw. den Auslastungsgrad eines Hotels berücksichtigen.

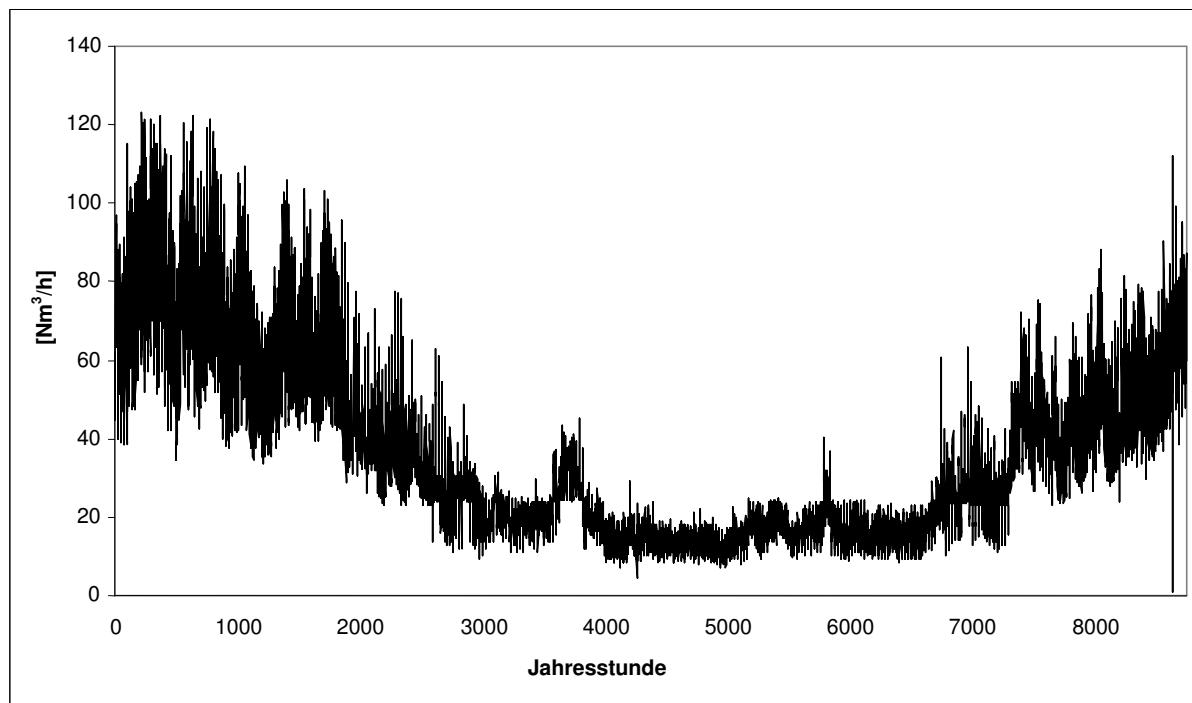


Abbildung 209: Jahreslastgang eines Unternehmens der Hotellerie (eigene Darstellung,
Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

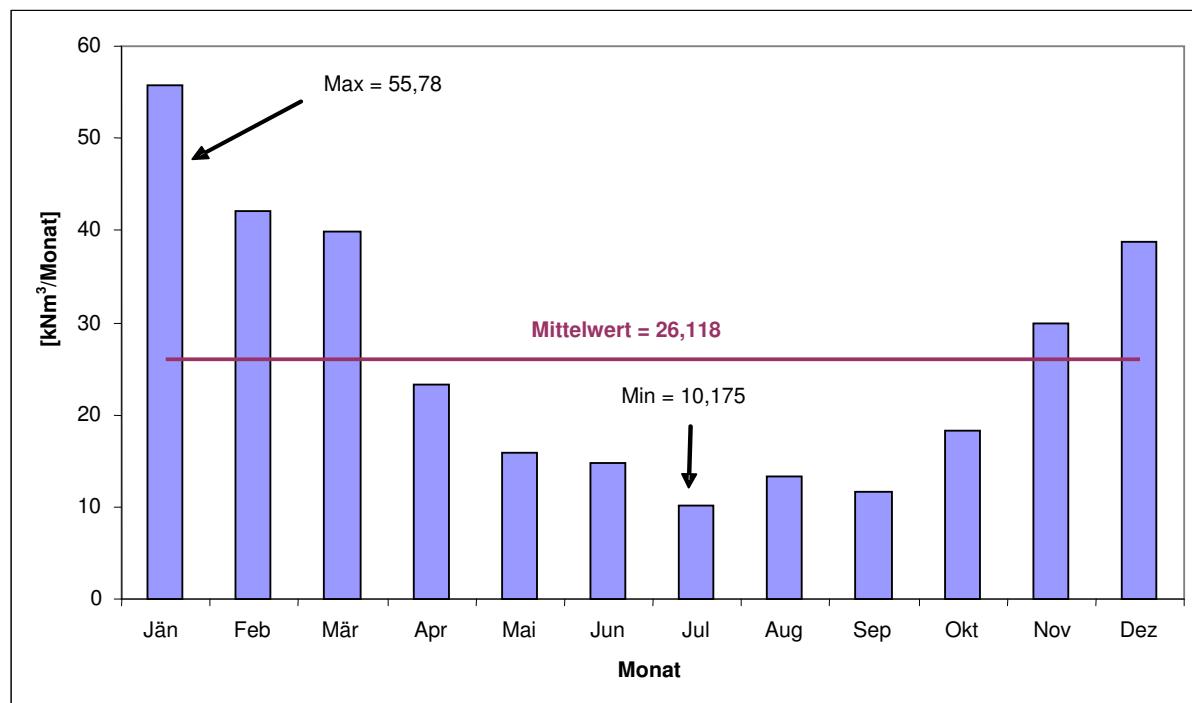


Abbildung 210: Monatsverbrauch eines Unternehmens der Hotellerie (eigene Darstellung,
Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

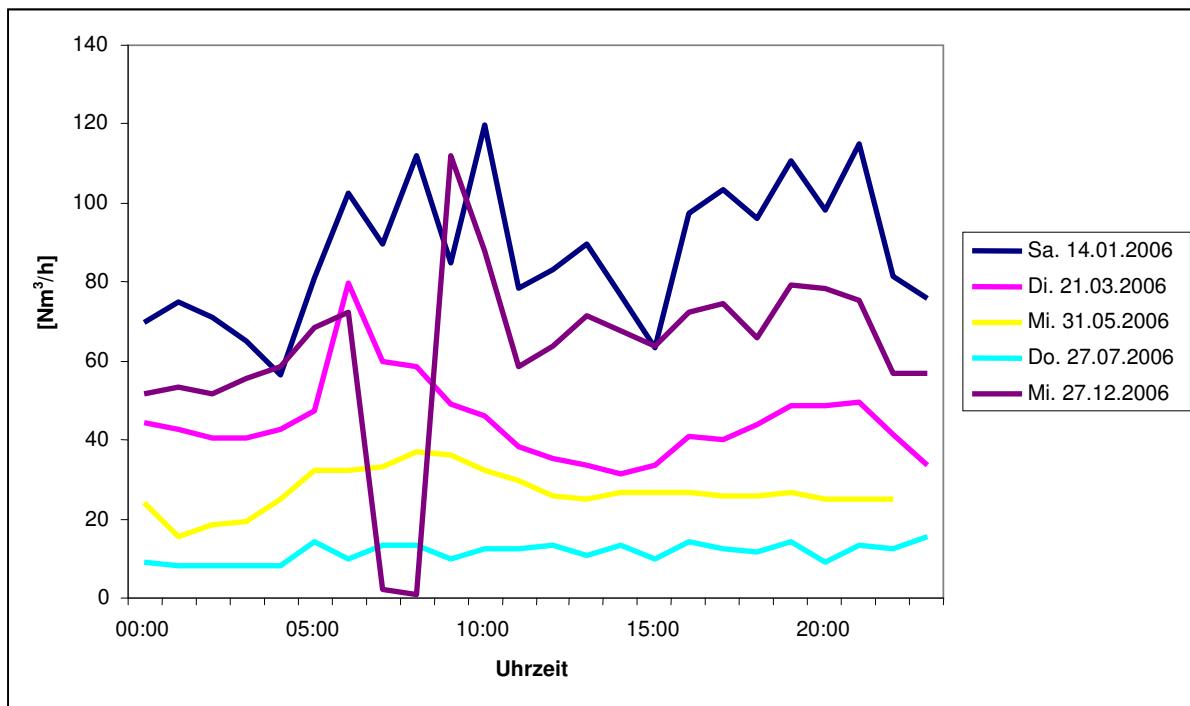


Abbildung 211: Tageslastgang eines Unternehmens der Hotellerie (eigene Darstellung:
SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und täglichen Verbrauch des Hotels sind in Abbildung 212 und Abbildung 213 dargestellt. Aus Abbildung 212 ist erkennbar, dass diese Dauerlastlinie streng monoton fallend ist. Das Unternehmen hat an 8.758 Stunden im Jahr einen Verbrauch von über $4 \text{ Nm}^3/\text{h}$. Abbildung 213 zeigt ebenso diese streng monotone Tendenz bzw. Charakteristik. In diesem Unternehmen kommt es zu keiner Ausbildung der vorhin beschriebenen Knickpunkte, wie dies bei der Wäscherei (Abbildung 26) und der Bäckerei (Abbildung 21) der Fall war. Aus Abbildung 213 ist eine stetige Verbrauchsreduktion an Gas erkennbar. Im Hotel ist dieser Gasverbrauch entweder von der Temperatur bzw. der Auslastung (= Anzahl der Gäste) abhängig. Da das ganze Jahr über der Verbrauch über $260 \text{ Nm}^3/\text{Tag}$ lag, lassen diese Werte aber auf jeden Fall auf einen gut bis sehr gut ausgelasteten Betrieb schließen.

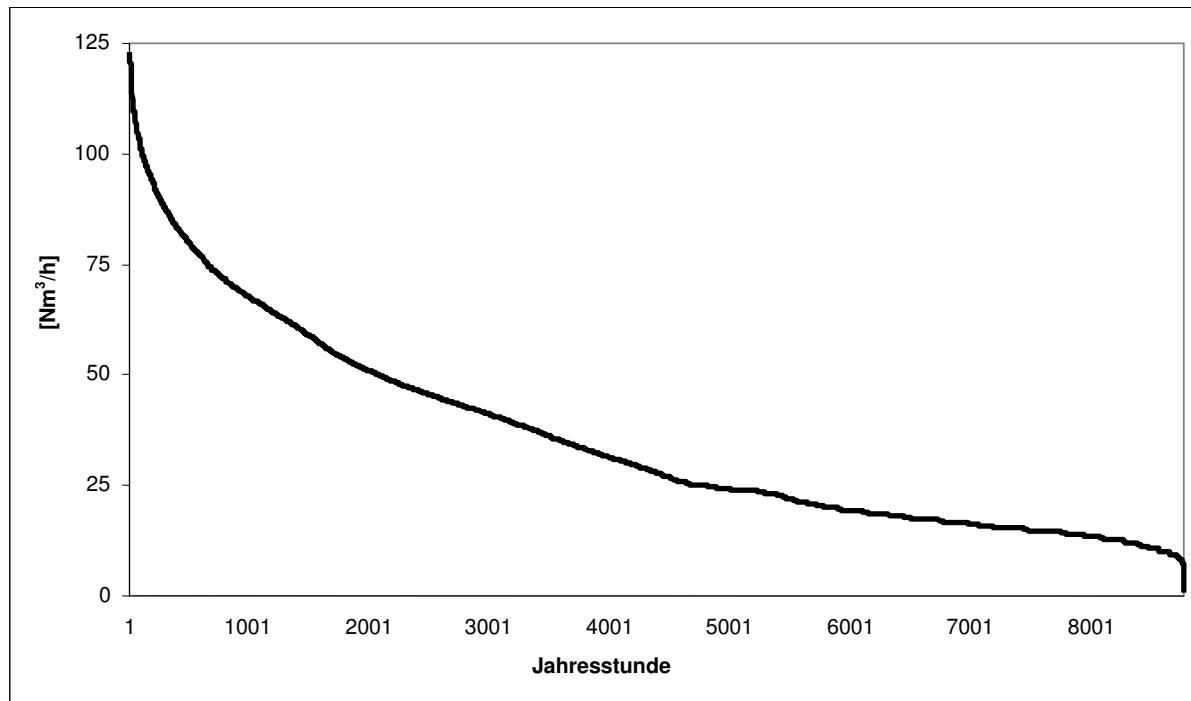


Abbildung 212: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Hotellerie (stündlicher Verbrauch)

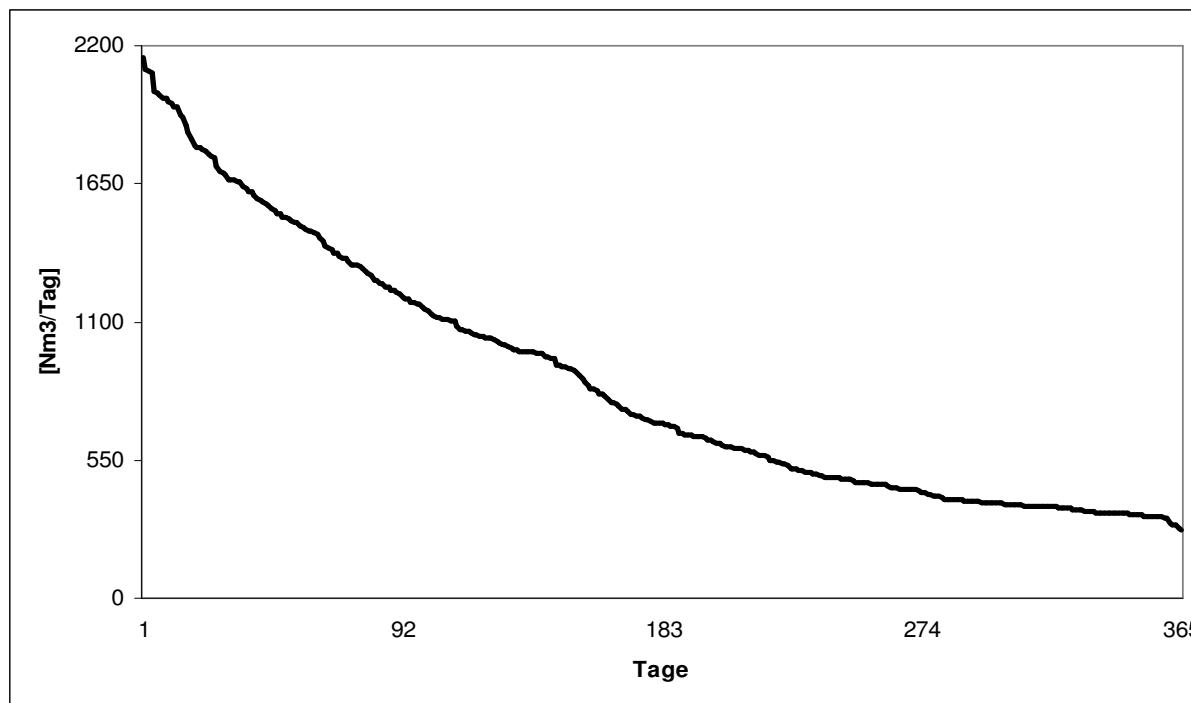


Abbildung 213: Dauerlastlinie eines Unternehmens der Hotellerie (Tagesverbrauch)

Der minimale und maximale Verbrauch in dem analysierten Hotel ist übersichtlich in Tabelle 63 dargestellt. Die maximalen täglichen, wöchentlichen und monatlichen Schwankungen an Verbrauchsmengen erreichen wesentlich höhere Werte als bei einem Wäscherei-

unternehmen. Diese Schwankungen können eventuell auf saisonbedingten Betrieb zurückgeführt werden. Die Gasnutzung erfolgt primär für die Raumheizung und eventuell, falls vorhanden, im Wellnessbereich. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt zwischen 5,48 (monatlich) und 8,06 (wöchentlich).

Tabelle 63: Minimaler und maximaler Verbrauch eines Unternehmens der Hotellerie (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

	Verbrauch [Nm ³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	10.176	Jänner	55.781	Jänner	5,48
Woche	2.108	KW2	14.253	KW2	6,76
Tag	267	26.07.2006	2.151	13.01.2006	8,06
Stunde	1	27.12.2006 08:00 Uhr	123	10.01.2006 07:00 Uhr	128

Ortsgasversorgung III (Haushalte inklusive Kleingewerbe I)

Der Jahreslastgang der Ortsgasversorgung III, ebenso im Salzburger Flachgau gelegen (HASLINGER 2007), wird in Abbildung 214 dargestellt. Die Ortsgasversorgung III ist, im Unterschied zur Ortsgasversorgung II, eine Mischung aus Haushalts- und Kleingewerbekunden. Die Normlastprofile und eine genaue Analyse des Gasverbrauchs der beiden Ortsgasversorgungen zeigen, dass in beiden Netzen das selbe Verbrauchsverhalten vorhanden ist. Bei der Ortsgasversorgung III gibt es jedoch eine höhere prozentuelle Schwankung zwischen den Extermwerten. Der Lastgang der Ortsgasversorgung III erreicht, da sie auch aus Kleingewerbe besteht, selten einen Nullverbrauch. Dieser Nullverbrauch ist bei Ortsgasversorgungen, welche nur aus Haushalten bestehen „normal“. Vergleiche hiezu Abbildung 32 und Abbildung 37.

Der monatliche Verbrauch, dargestellt in Abbildung 215, erreichte im Jänner ein Maximum von 25.709 Nm³, und im September ein Minimum von 2.503 Nm³. Der daraus resultierende Mittelwert betrug 1.0780 Nm³. Der Tageslastgang, dargestellt in Abbildung 216, zeigt einen stark temperaturabhängigen Verbrauch.

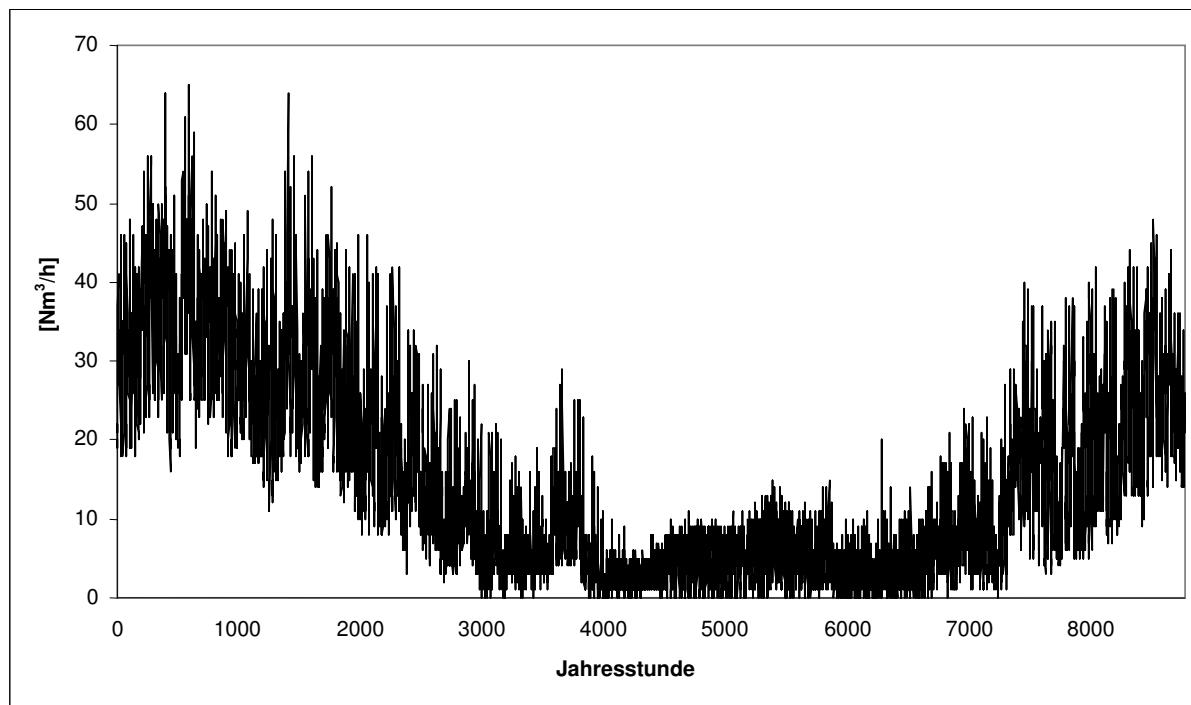


Abbildung 214: Jahreslastgang der Ortsgasversorgung III (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

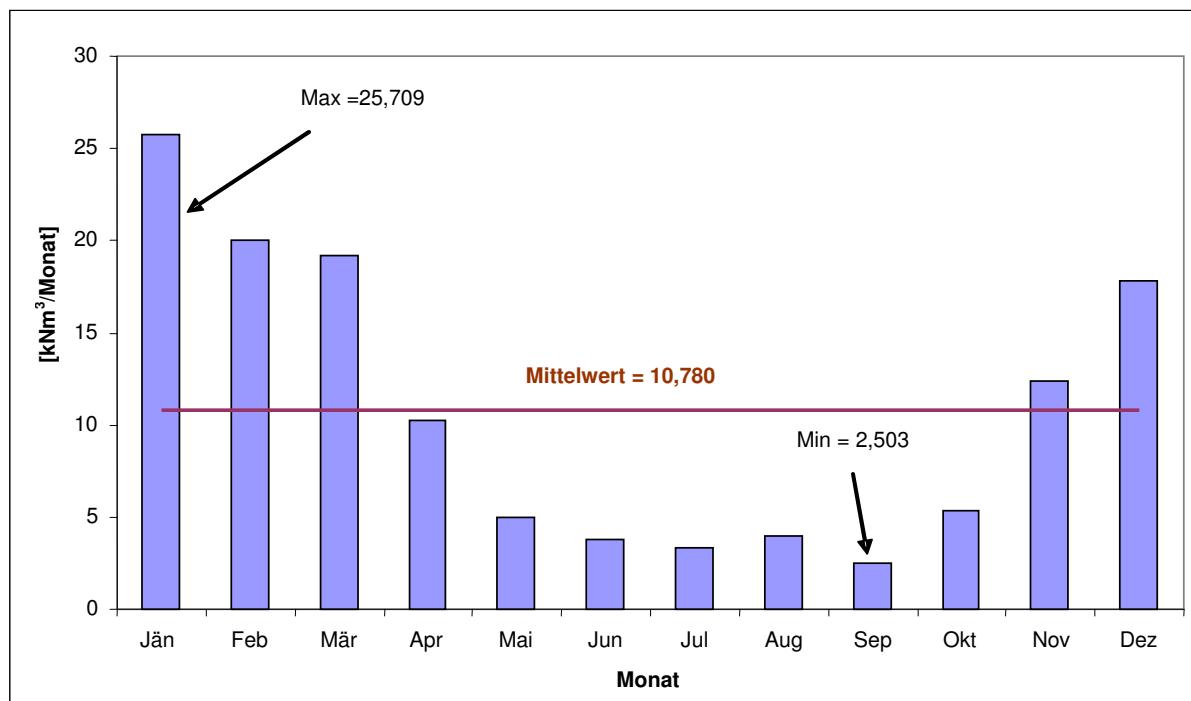


Abbildung 215: Monatsverbrauch der Ortsgasversorgung III (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

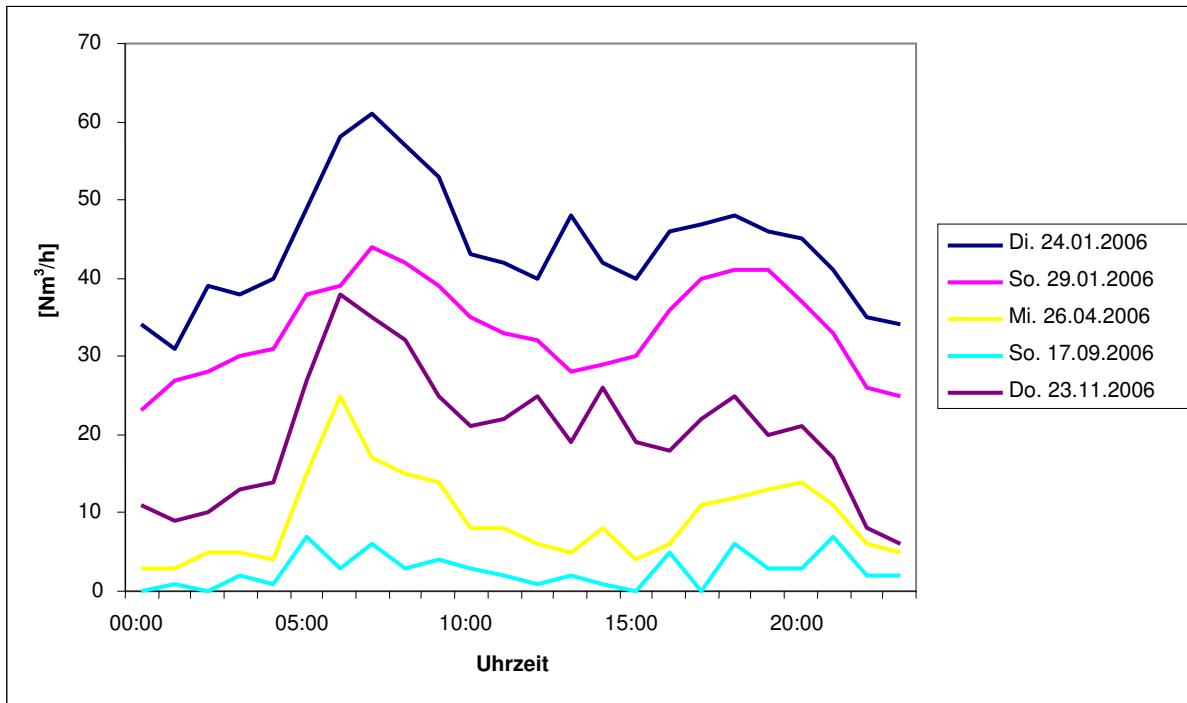


Abbildung 216: Tageslastgang der Ortsgasversorgung III (eigene Darstellung: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

In Abbildung 217 und Abbildung 218 sind die Dauerlastlinien für den stündlichen und täglichen Verbrauch dargestellt. Beide Abbildungen zeigen wiederum eine streng monotone Reduktion für dieses gemischte Netz. Aus dem Vergleich mit den Dauerlastlinien der Ortsgasversorgungen I und II (Abbildung 35 und Abbildung 40) kann geschlossen werden, dass der Großteil des Gases in Haushalten verbraucht wird. Abbildung 218 zeigt, dass an 307 Tagen des Jahres der Verbrauch über $100 \text{ Nm}^3/\text{d}$ lag. Der tägliche Verbrauch belief sich immer über $0 \text{ Nm}^3/\text{d}$.

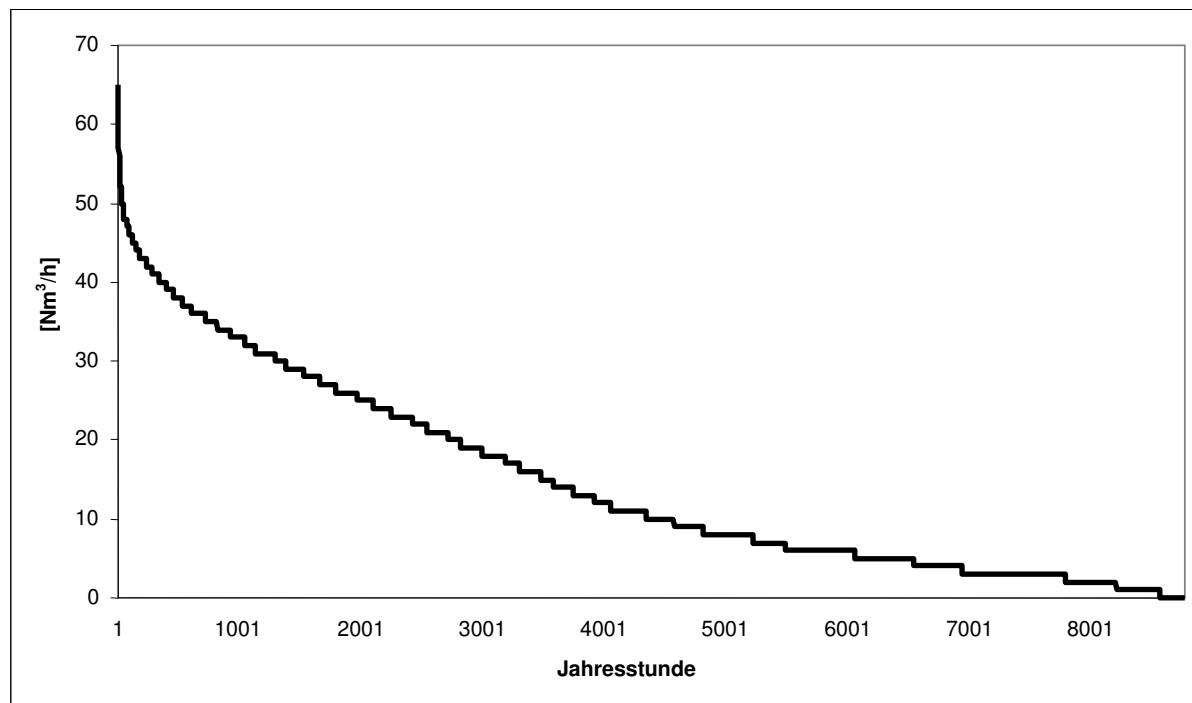


Abbildung 217: Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung III (stündlicher Verbrauch) (eigene Darstellung, SALZBURG NETZ GMBH 2007)

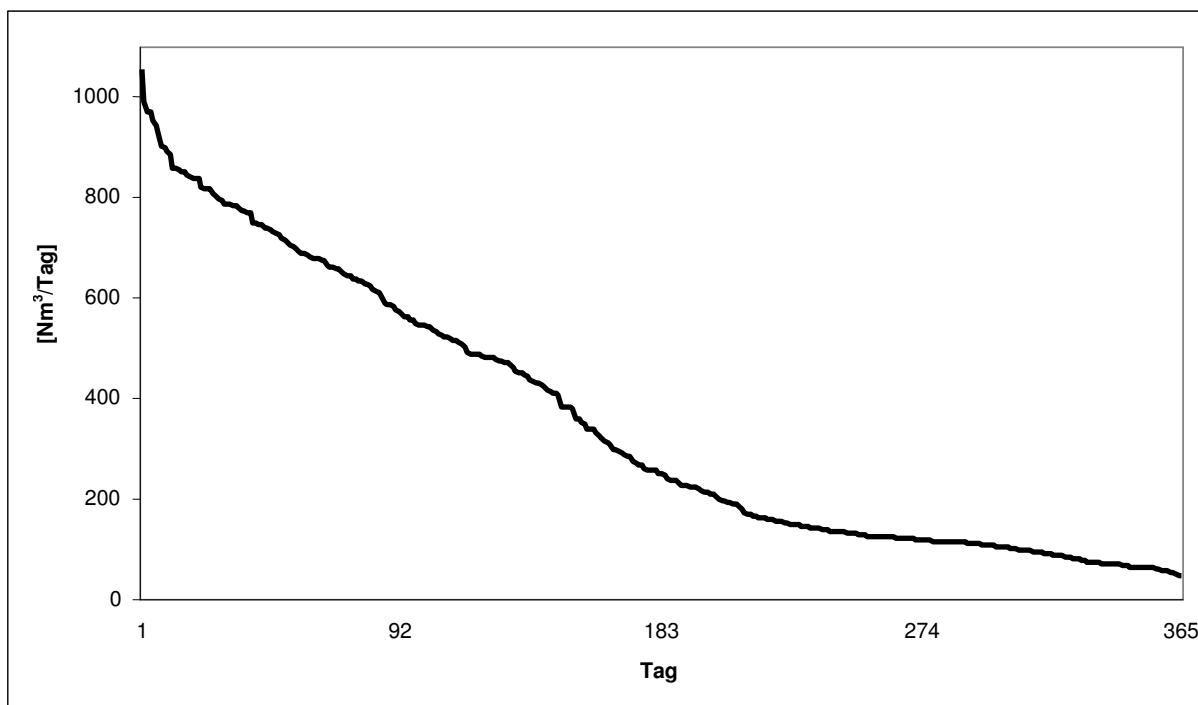


Abbildung 218: Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung III (Tagesverbrauch) (eigene Darstellung, SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Der minimale und maximale Verbrauch im betreffenden Zeitraum ist in Tabelle 64 dargestellt. Die maximalen Schwankungen reichen von 1.010 Nm³ pro Tag, über 5.846 Nm³ pro Woche bis zu 23.206 Nm³ pro Monat. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt zwischen 10,27 (monatlich) und 22,49 (wöchentlich).

Tabelle 64: Minimaler und maximaler Verbrauch der Ortsgasversorgung III (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

	Verbrauch [Nm ³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	2.503	Jänner	25.709	Jänner	10,27
Woche	447	Kw4	6.293	Kw4	14,08
Tag	47	24.06.2006	1.057	24.01.2006	22,49
Stunde	0	05.05.2006 - 29.10.2006	65	12.01.2006 um 07:00	-

Ortsgasversorgung IV (Haushalte inklusive Kleingewerbe II)

Die Ortsgasversorgung IV besteht aus Heizgas- und Gewerbekunden und befindet sich in der Oststeiermark. Es handelt sich um eine Kleinstadt mit etwa 10.000 Einwohnern, das Gewerbe beansprucht etwa 50 % des Gasverbrauchs.

Der Jahreslastgang der Ortsgasversorgung IV, wiedergegeben in Abbildung 219, stellt im Allgemeinen wieder eine parabolische Trendlinie dar. Die geringeren Verbrauchswerte im Sommer zeigen einen temperaturabhängigen Verbrauch, der mehr das Verbrauchsverhalten der Haushalte widerspiegelt. Der extreme Unterschied zwischen dem Verbrauch während der Woche im Gegensatz zu den Wochenenden basiert auf den Geschäften der Kleingewerbe, die sich auf die Werktage konzentrieren. Der Sonntag und die kalendarischen Feiertage bilden die Ruhetage im Jahr.

Der monatliche Verbrauch, dargestellt in Abbildung 220, erreichte im Jänner ein Maximum von 2.044,47 kNm³ und im Juli ein Minimum von 546,14 kNm³. Der daraus resultierende Mittelwert beträgt 1.014,89 kNm³. Der tägliche Verbrauch im Juli nimmt, im Vergleich zum z.B. Jänner, an den Werktagen um höchstens 79,46 % und an den Wochenenden um mindestens 78,97 % ab. Es handelt sich daher um einen charakteristischen temperaturabhängigen Verbrauch. Der Tageslastgang, dargestellt in Abbildung 221, zeigt ebenso die Temperaturabhängigkeit des Verbrauchs und das unterschiedliche Verbrauchsverhalten des Netzes an den Werktagen im Gegensatz zu den Wochenenden.

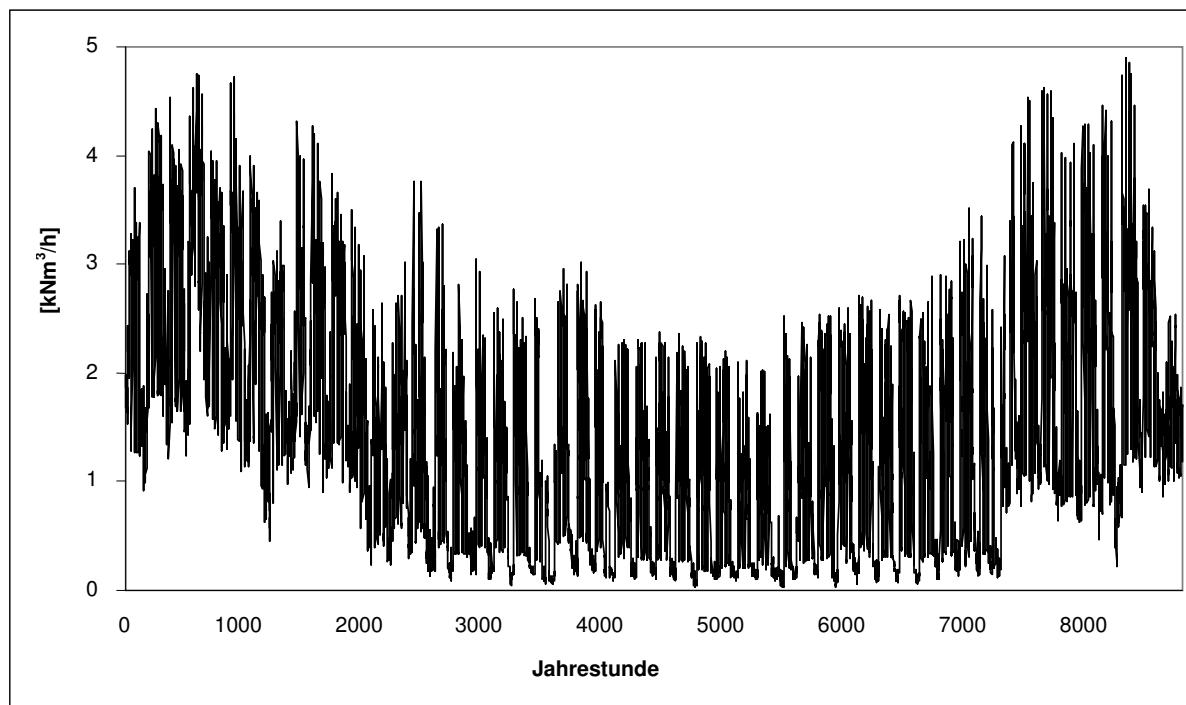


Abbildung 219: Jahreslastgang der Ortsgasversorgung IV

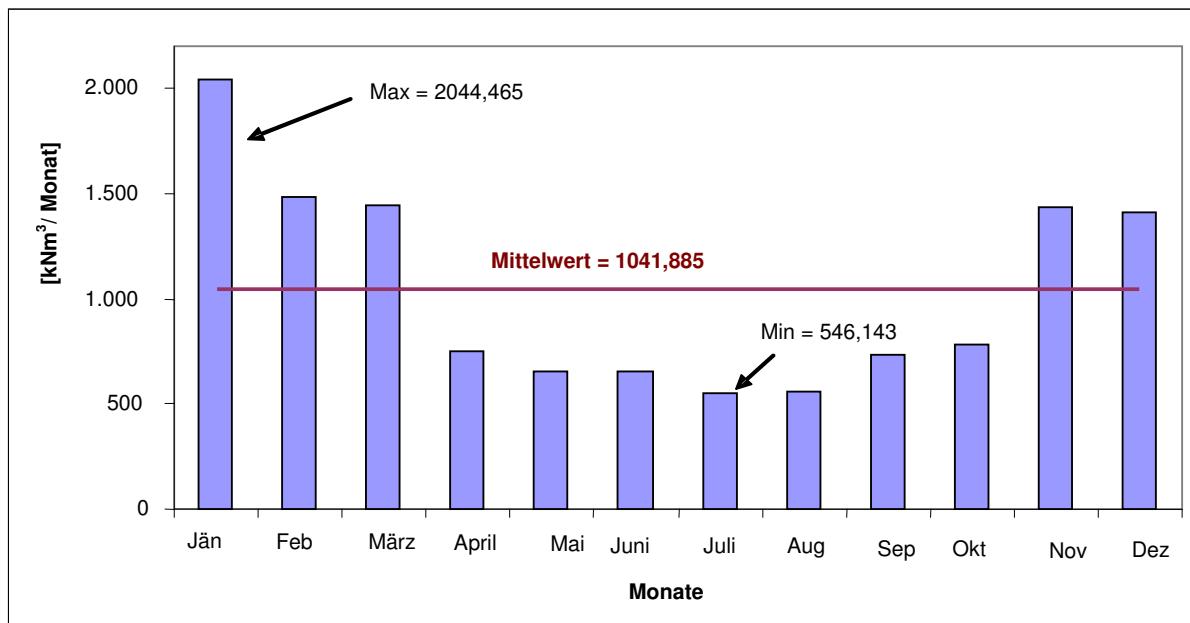


Abbildung 220: Monatsverbrauch der Ortsgasversorgung IV

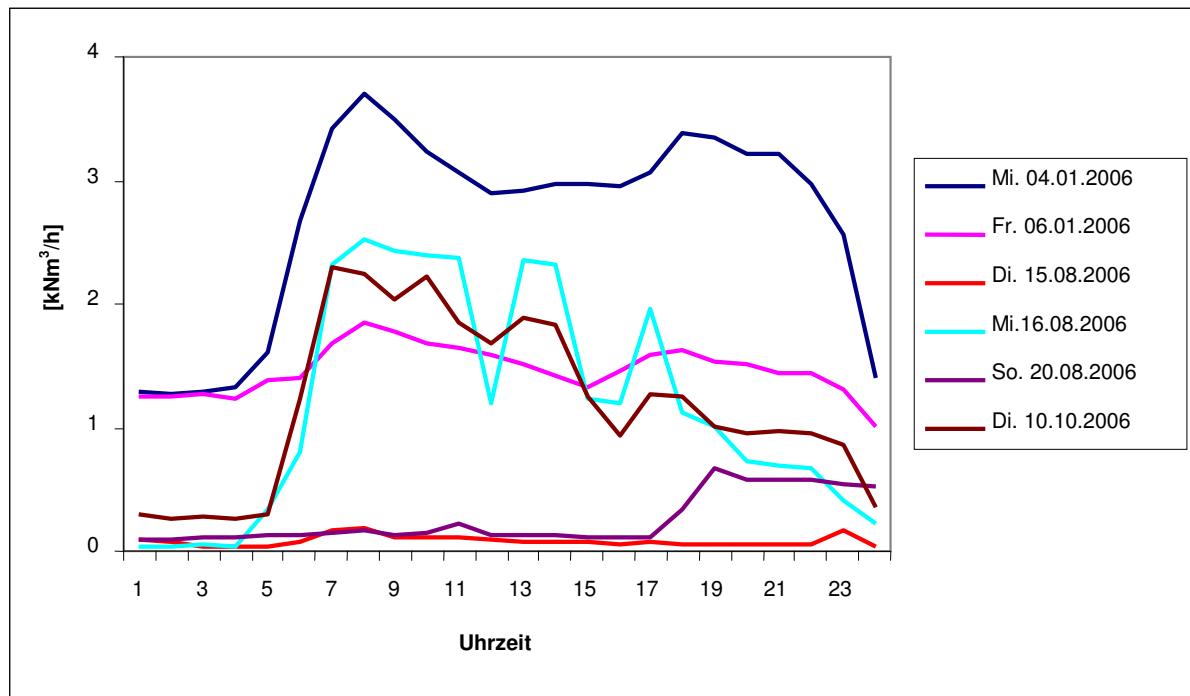


Abbildung 221: Tageslastgang der Ortsgasversorgung IV

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und für den täglichen Verbrauch der Ortsgasversorgung IV sind in Abbildung 222 und Abbildung 223 wiedergegeben. Abbildung 222 zeigt eine streng monotone Reduktion für dieses gemischte Netz. Abbildung 223 zeigt auch einige Einbrüche des täglichen Verbrauchs. Dies bedeutet, dass der Anteil des Kleingewerbes am

Gasverbrauch höher liegt, als dies bei der Ortsgasversorgung III der Fall ist. Mit der Erhöhung des Anteils der gewerblichen Verbraucher in einem gemischten Netz wird die Temperaturabhängigkeit des Verbrauchs reduziert.

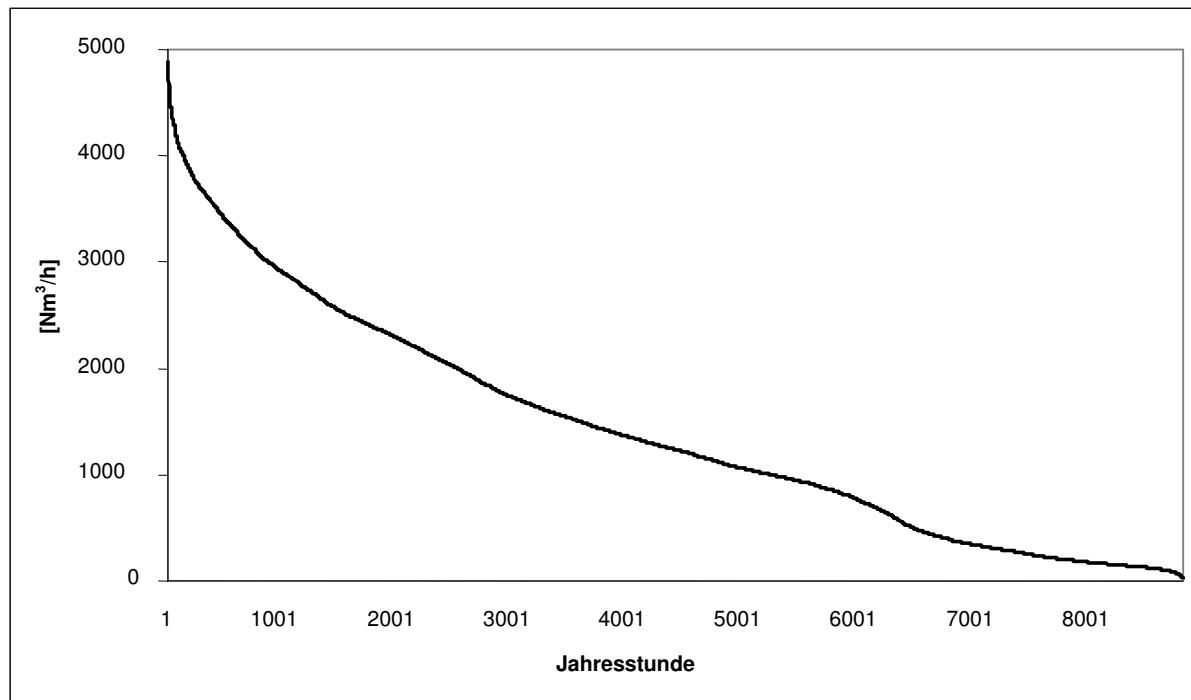


Abbildung 222: Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung IV (stündlicher Verbrauch)

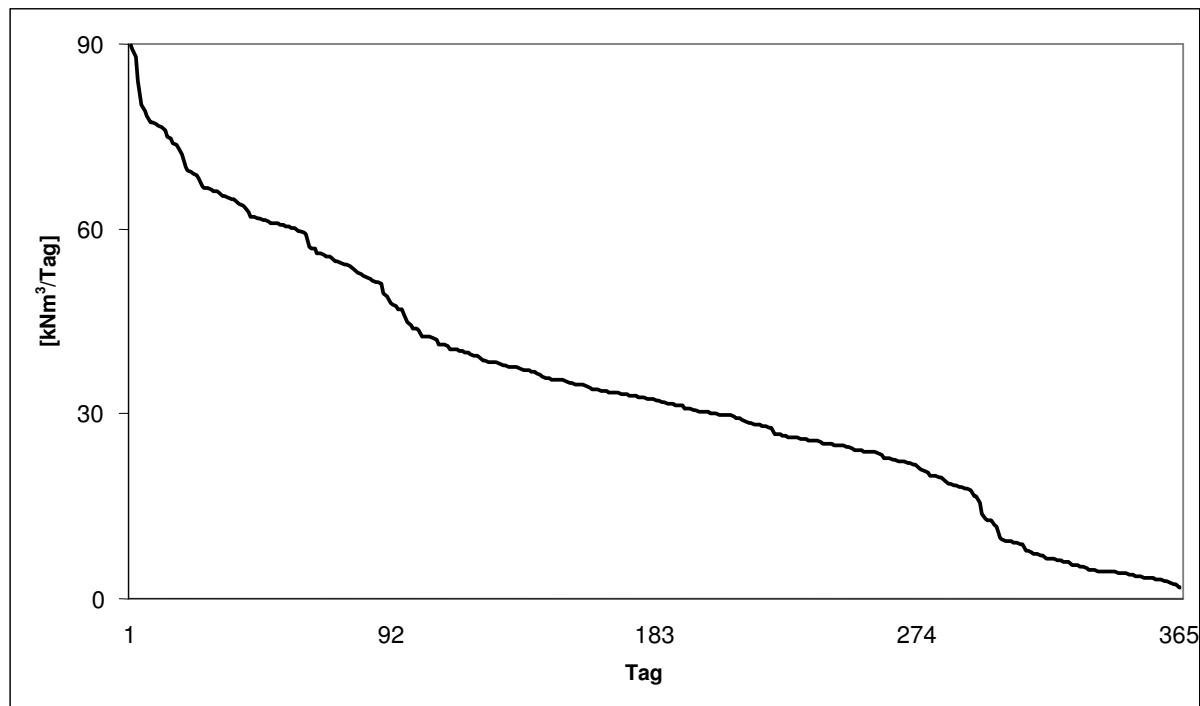


Abbildung 223: Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung IV (Tagesverbrauch)

Der minimale und der maximale Verbrauch im jeweiligen Zeitraum ist in Tabelle 65 dargestellt. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt zwischen 3,74 (monatlich) und 48,78 (wöchentlich).

Tabelle 65: Minimaler und maximaler Verbrauch der Ortsgasversorgung IV

	Verbrauch [Nm³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	546.143	Jänner	2.044.465	Jänner	3,74
Woche	93.412	Kw4	539.965	Kw4	5,78
Tag	1.845	16.07.2006	89.993	24.01.2006	48,78
Stunde	25	16.07.2006 um 17:00 Uhr	4.897	12.12.2006 um 07:00 Uhr	195,88

Conclusio der Ortsgasversorgung IV

Durch einen höheren Anteil an gewerblichen Verbrauchern bestimmen neben der Temperatur auch die Geschäftszeiten der Gewerbe die Höhe des Verbrauchs. An Werktagen ergibt sich der Gesamtverbrauch aus den gewerblichen und den privaten Abnehmern. An den Wochenenden hingegen gibt es nur privaten Verbrauch. In den Sommermonaten kommt es durch den Anteil der Haushalte zu einem Rückgang des Verbrauchs.

Ortsgasversorgung V (Haushalte inklusive Kleingewerbe III)

Die Ortsgasversorgung V, bestehend aus vielen Heizgaskunden und wenigen Gewerbebetrieben, befindet sich in der Oststeiermark. Der Anteil des Gewerbes beträgt hier nur rund 10 % – 15 %.

Der Jahreslastgang der Ortsgasversorgung V, wiedergegeben in Abbildung 224, stellt eine parabolische Trendlinie dar. Aufgrund des geringeren Gasverbrauchs durch das Kleingewerbe, im Vergleich zur Ortsgasversorgung IV, hat der temperaturabhängige Verbrauch eine höhere Gewichtung als in der Ortsgasversorgung III (Abbildung 214).

Der monatliche Verbrauch, dargestellt in Abbildung 225, erreichte im Jänner ein Maximum von 271,26 kNm³ und im Juli ein Minimum von 9,19 kNm³. Der daraus resultierende Mittelwert betrug 103,57 kNm³. Der tägliche Verbrauch im Juli nimmt, im Vergleich zu einem kalten Monat wie z.B. Jänner, mindestens um 91,6 % ab.

Der Tageslastgang, dargestellt in Abbildung 226, zeigt einen stark temperaturabhängigen Verbrauch. Abbildung 226 entspricht im Prinzip Abbildung 170 der Normlastprofile, wobei hier zusätzlich zur Früh- und Abendspitze mehrere kleinere Verbrauchsspitzen vorhanden sind.

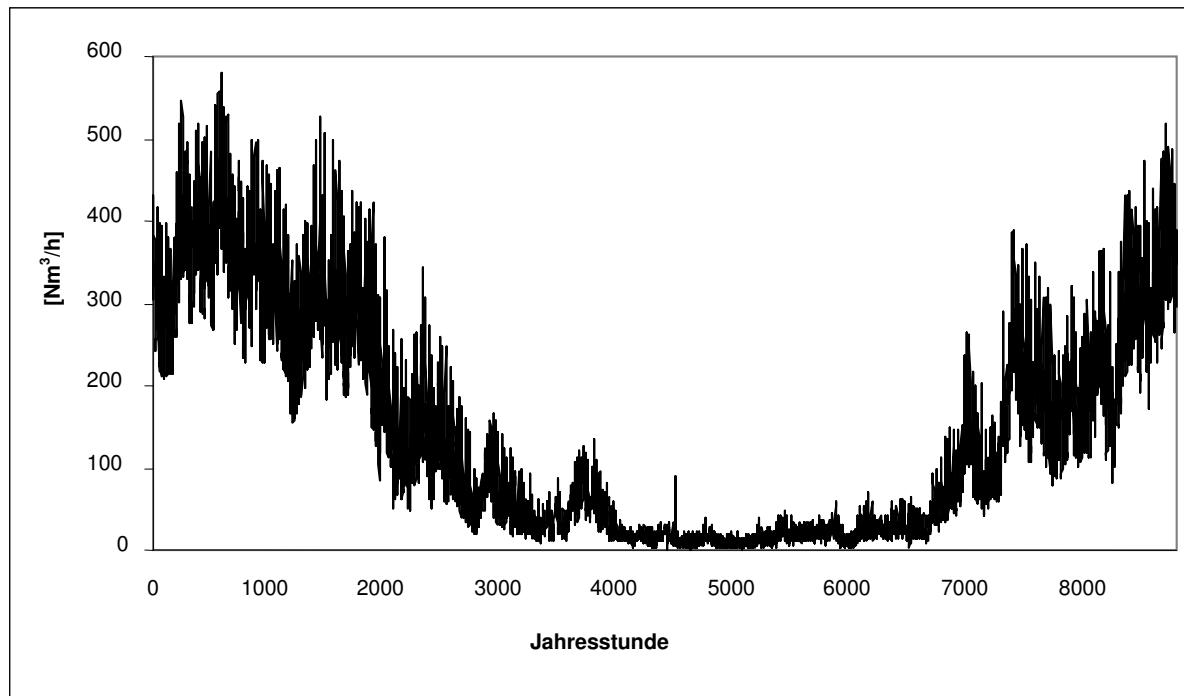


Abbildung 224: Jahreslastgang der Ortsgasversorgung V

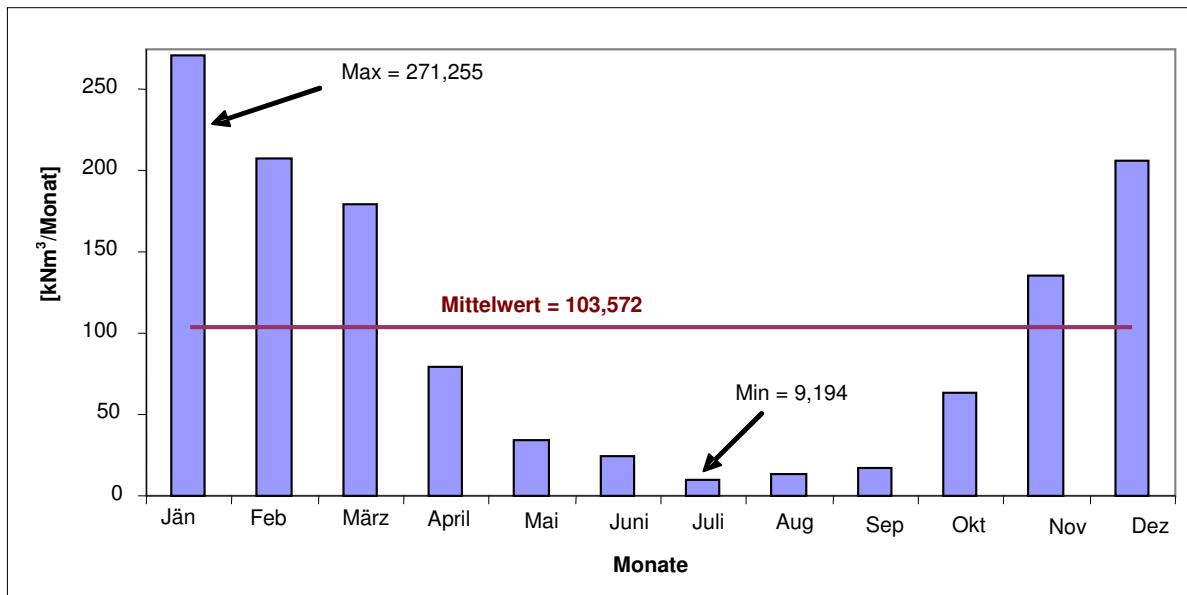


Abbildung 225: Monatsverbrauch der Ortsgasversorgung V

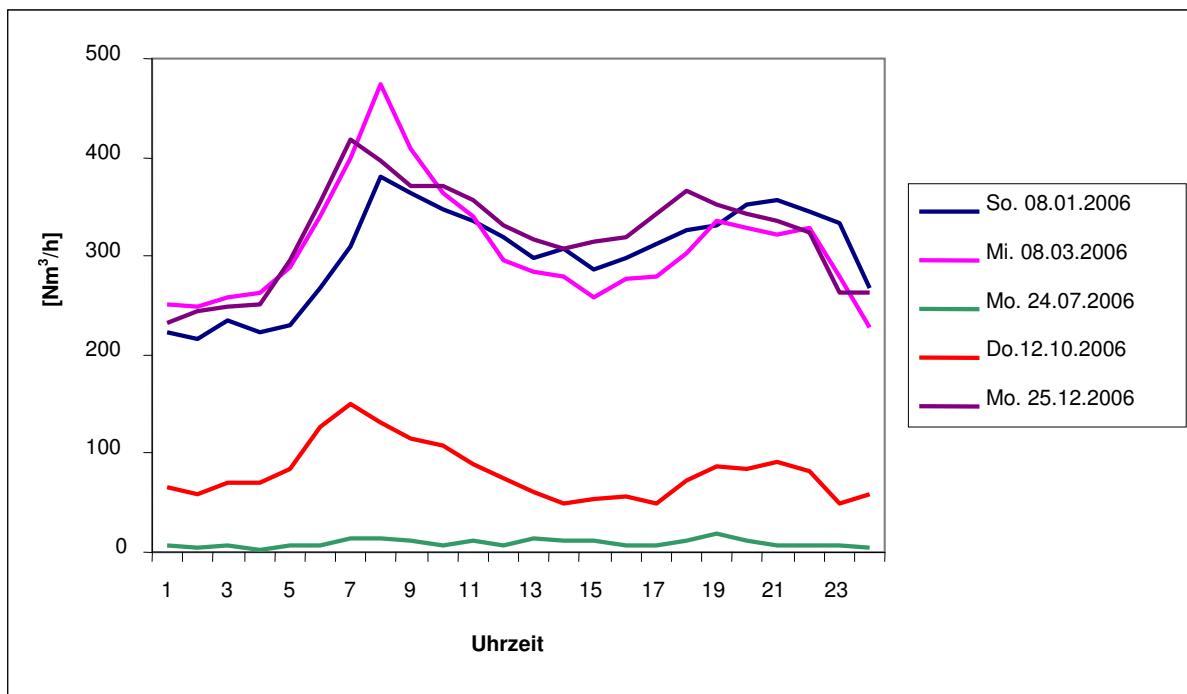


Abbildung 226: Tageslastgang der Ortsgasversorgung V

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und für den täglichen Verbrauch der Ortsgasversorgung V sind wiederum in Abbildung 227 und Abbildung 228 wiedergegeben. Abbildung 227 zeigt den bekannten streng monotonen Verlauf für dieses gemischte Netz. Abbildung 228 zeigt jedoch keine so deutlichen Einbrüche des Verbrauchs wie die Ortsgasversorgung IV

(Abbildung 223). Das bedeutet, dass der Anteil des Gewerbes am Gasverbrauch in der Ortsgasversorgung V geringer ist als in der Ortsgasversorgung IV. Der temperaturabhängige Verbrauch spielt in diesem Fall also eine größere Rolle.

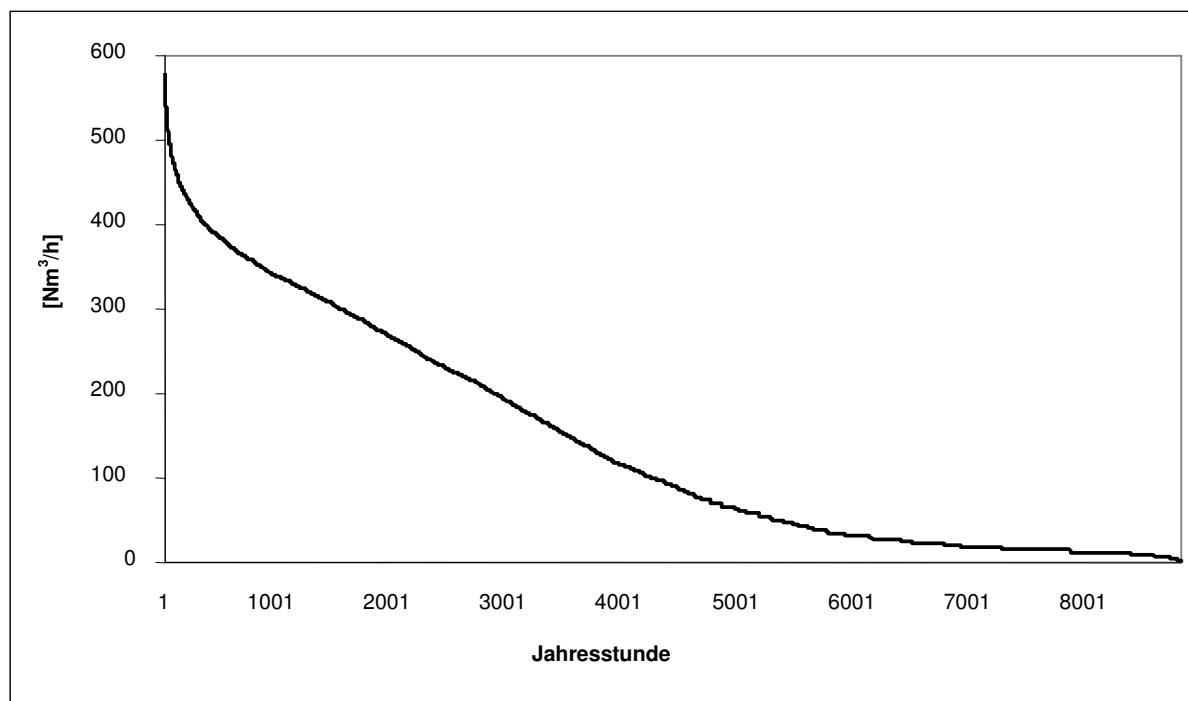


Abbildung 227: Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung V (stündlicher Verbrauch)

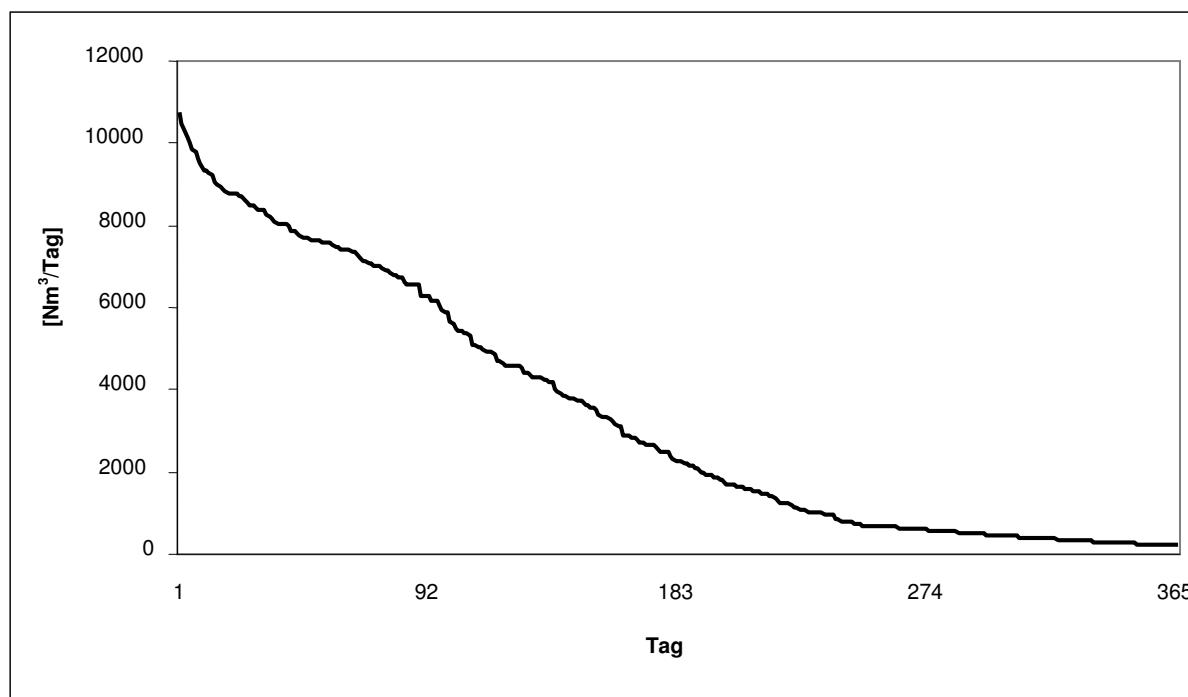


Abbildung 228: Dauerlastlinie der Ortsgasversorgung V (Tagesverbrauch)

In Tabelle 66 ist der minimale und der maximale Verbrauch der Ortsgasversorgung V dargestellt. Das Verhältnis von maximalem zu minimalem Verbrauch liegt zwischen 29,54 (monatlich) und 50,39 (wöchentlich).

Tabelle 66: Minimaler und maximaler Verbrauch der Ortsgasversorgung V

	Verbrauch [Nm ³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	Datum	Maximum	Datum	
Monat	9.194	Jänner	271.555	Jänner	29,54
Woche	1.615	Kw4	68.758	Kw4	42,57
Tag	214	30.07.2006	10.783	24.01.2006	50,39
Stunde	0	03.07.2006 von 13:00 bis 15:00 Uhr, 11.07.2006 um 23:00 Uhr & 30.07.2006 um 00:00 Uhr	580	25.01.2006 um 07:00 Uhr	-

Erdgastankstelle

In Österreich stehen für gasbetriebene Fahrzeuge derzeit 71 öffentliche und rund 40 Betriebs-Erdgastankstellen zur Verfügung (ERDGASAUTOS 2007). Die analysierte Erdgastankstelle befindet sich in Salzburg und ist seit 2003 in Betrieb (HASLINGER 2007).

Aus dem Jahreslastgang der Erdgastankstelle, dargestellt in Abbildung 229, kann kein charakteristischer oder typischer Verlauf des Erdgasverkaufs abgelesen werden. Die Einheit der verkauften Menge wurde in Nm^3 , nicht wie üblich in kg, angegeben. Ein Erdgasfahrzeug hat eine Füllmenge von ca. 21 kg bzw. 122 l. Mit einer mittleren Dichte von Erdgas in der Höhe von 0,73 kg/ Nm^3 kommt eine Vollbetankung auf ungefähr 28,7 Nm^3 Erdgas (BGBL 417/2004). Eine verkauft Erdgasmenge in der Höhe von 40 Nm^3 entspricht in etwa einer Vollbetankung von zwei Erdgasfahrzeugen. An einigen Tagen im Jahr wurde kein Erdgas verkauft, wie z.B. vom 03.01.2006 bis zum 04.01.2006. Warum in diesem Zeitraum keine Betankung stattgefunden hat, lässt sich durch die geringe Anzahl an Erdgasfahrzeugen begründen.

Der monatliche Gasverbrauch, dargestellt in Abbildung 230, zeigt im Jänner ein Minimum von 1.205 Nm^3 und im August ein Maximum von 4.518 Nm^3 mit einem Gesamtjahresverbrauch in der Höhe von 31.185 Nm^3 . Der Tageslastgang, dargestellt in Abbildung 231, spiegelt den unregelmäßigen Verbrauch bzw. Verkauf des Erdgases.

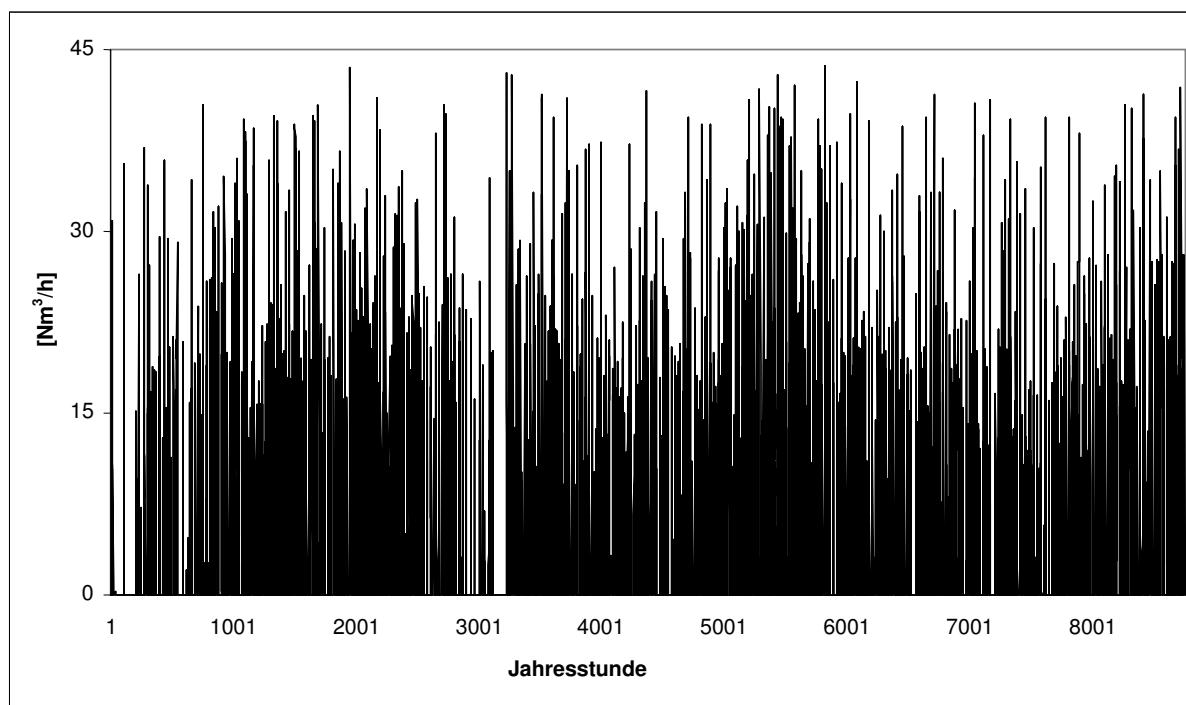


Abbildung 229: Jahreslastgang der Erdgastankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

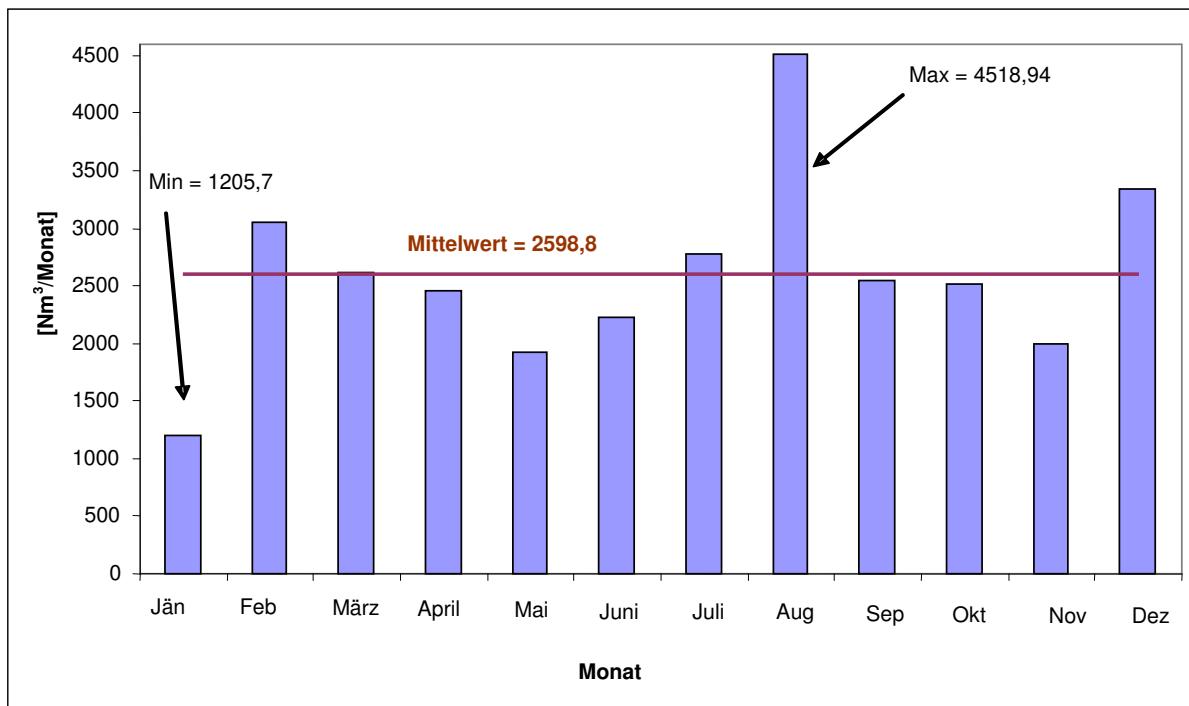


Abbildung 230: Monatsverbrauch der Erdgastankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

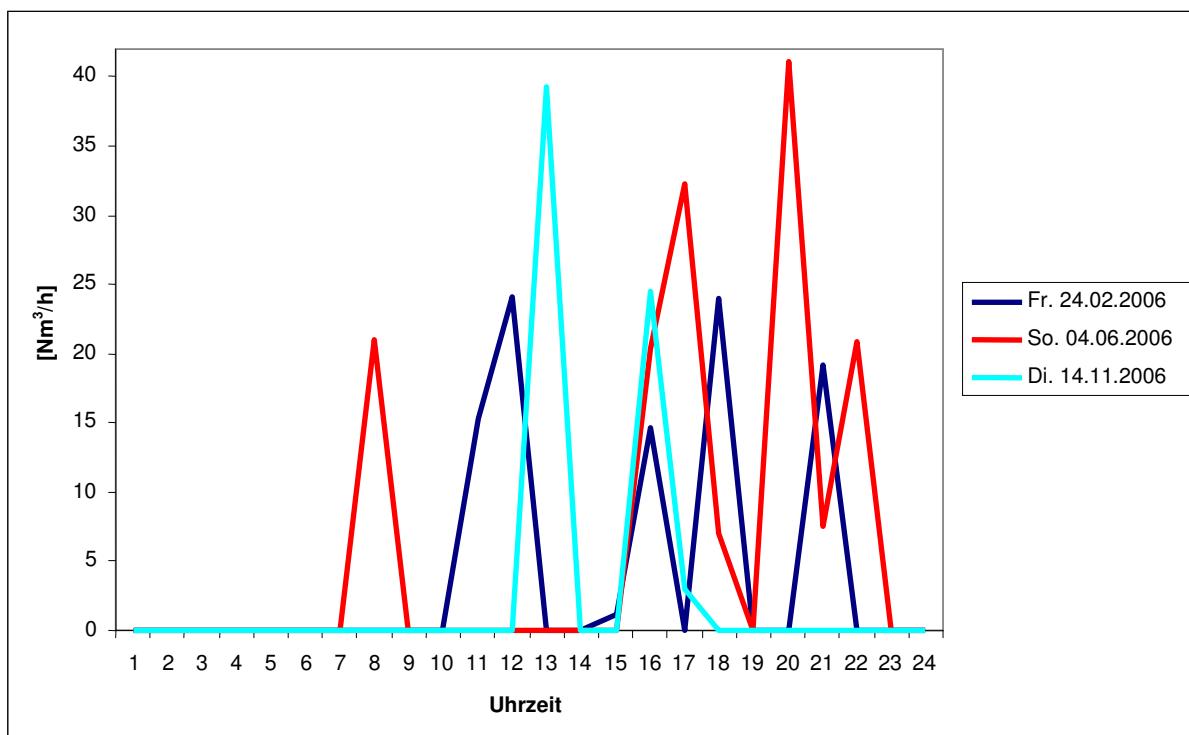


Abbildung 231: Tageslastgang der Erdgastankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und für den täglichen Verbrauch der Erdgastankstelle sind in Abbildung 232 und Abbildung 233 dargestellt. Abbildung 232 zeigt, dass an 6.669 Stunden im Jahr kein Absatz ($0 \text{ Nm}^3/\text{h}$) an Erdgas stattfand. Die Dauerlastlinie des Tagesverbrauchs, dargestellt in Abbildung 233, beinhaltet 14 Tage, an denen kein Erdgas-kraftstoff verkauft wurde. Die weiteren 6.333 Stunden im Jahr ohne Erdgasverkauf verteilen sich auf die restlichen 351 Tage.

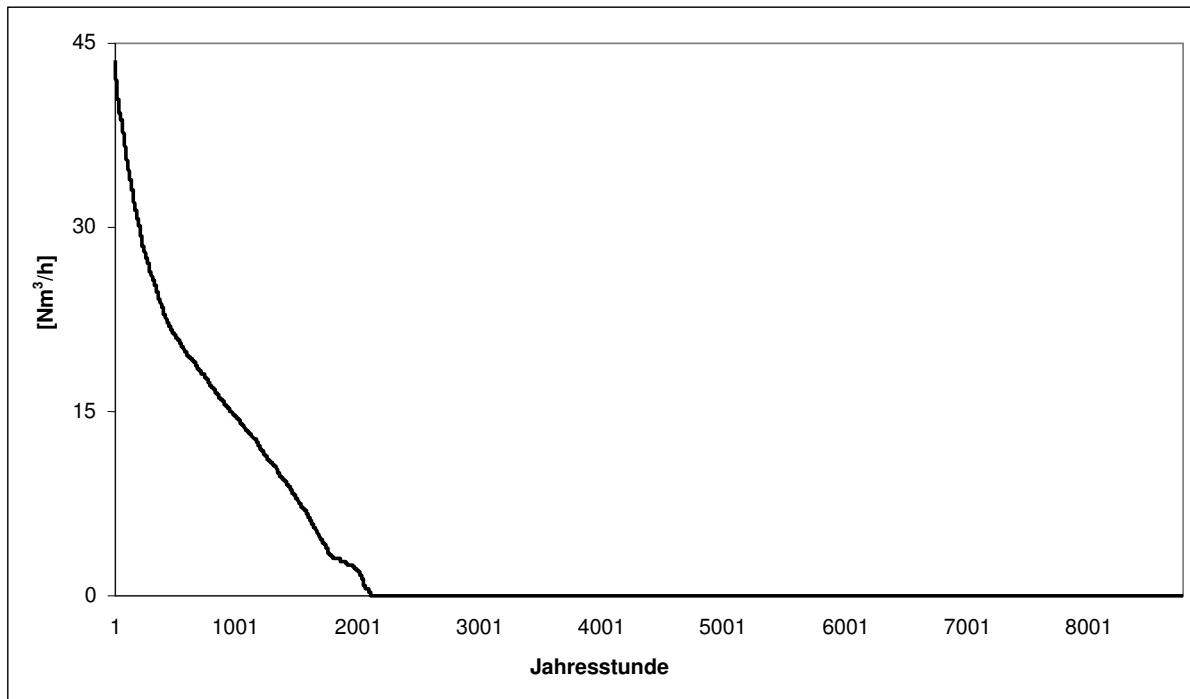


Abbildung 232: Dauerlastlinie der Erdgastankstelle (stündlicher Verbrauch) (eigene Darstellung, SALZBURG NETZ GMBH 2007)

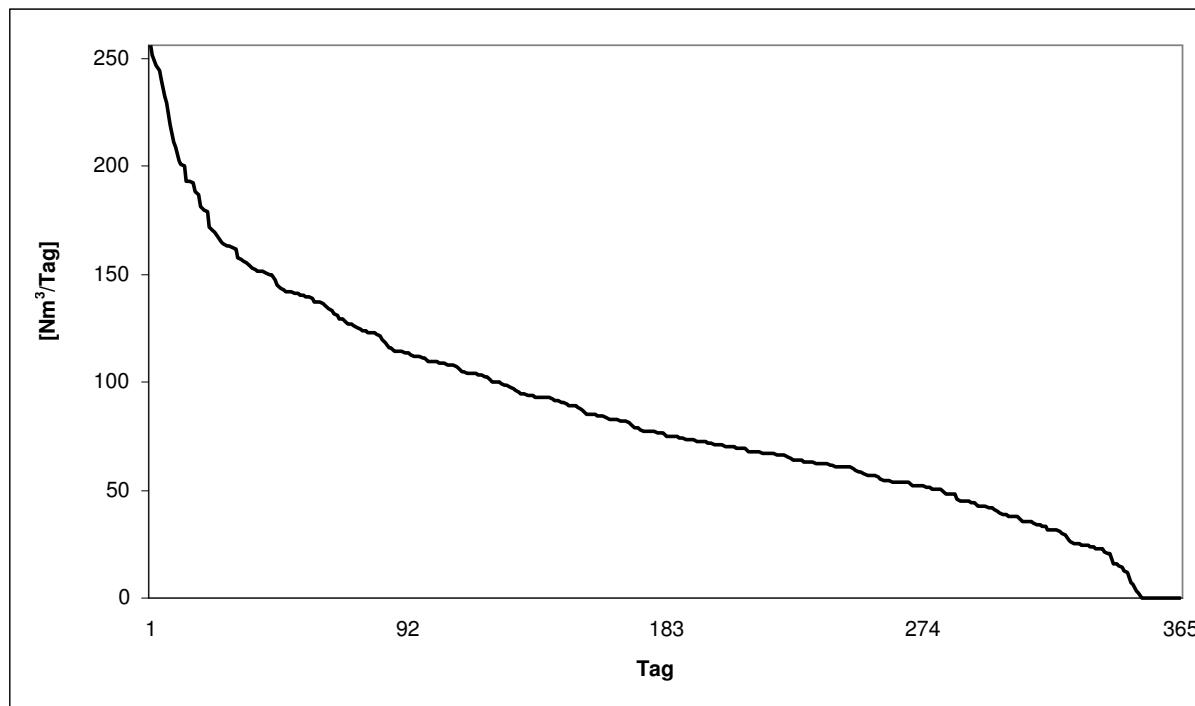


Abbildung 233: Dauerlastlinie der Erdgastankstelle (Tagesverbrauch) (eigene Darstellung, SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Der minimale und der maximale Verbrauch der Erdgastankstelle ist in Tabelle 67 kurz zusammengefasst.

Tabelle 67: Minimaler und maximaler Verbrauch einer Erdgastankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

	Verbrauch [Nm³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Minimum	August	Maximum	Datum	
Monat	1.206	Kw33	4.519	August	3,75
Woche	52	25.02.2006	1.111	Kw33	2,13
Tag	0	31.08.2006 um 09:00 Uhr	256	25.02.2006	-
Stunde	0	Sehr oft und unregelmäßig	44	31.08.2006 um 09:00 Uhr	-

Der niedrige Gesamtjahresumsatz der Erdgastankstelle mit einem Verkauf von 31.186 Nm³ erklärt sich aus der geringen Anzahl an Erdgasfahrzeugen in Österreich. Die verkauften Mengen an Erdgas bei einer Tankstelle ist stark standortabhängig. Die Anzahl der Erdgasfahrzeuge wird jedoch in Zukunft unter anderem aufgrund des Fünf-Punkte-Programms der OMV und der österreichischen Bundesregierung steigen. Erdgastankstellen werden somit zukünftig

das klassische Verbrauchs- bzw. Absatzverhalten wie Benzin- oder Dieseltankstellen aufweisen.

20.2 Lastmanagement

20.2.1 Lieferanten von Gastankstellen und/oder Verdichtern

BAUER-POSEIDON Kompressoren Ges.m.b.H.

IZ - NÖ SÜD Strasse 3, Objekt 26

A-2355 Wiener Neudorf

info@bauer-poseidon.at

www.bauergroup.de

CompAir GmbH

Westbahnstraße 5

A-4490 St. Florian

Office@compair.at

www.compair.at

Greenfield Deutschland GmbH

Bahnhofstraße 45

D-82299 Türkenfeld

Info.greenfield@gastankstellen.de

www.gastankstellen.de

Josef Mehrer GmbH & Co Kg Maschinenfabrik

Rosenfelderstraße 35

D-72336 Balingen

info@mehrer.de

www.mehrer.de

20.2.2 Lieferanten und Hersteller von Biogasspeichern

AAT Abwasser- und Abfalltechnik GmbH

Konrad Doppelmayr Straße 17
A-6960 Wolfurt
Tel.: +43 5574 65190-0
office@aat-biogas.at
www.aat-biogas.at

AGROTEL HandelsGesmbH

Goldberg 2
A-4761 Enzenkirchen
office@agrotel.eu
www.agrotel.eu

CENO TEC GmbH

Am Eggenkamp 14
D-48268 Greven
Tel.: ++49 (25 71) 9 69-0
info@ceno-tec.de
www.ceno-tec.de

entec biogas gmbh

Schilfweg 1
A-6972 Fussach
Tel.: +43 5578 7946
office@entec-biogas.at
www.entec-biogas.at

HEAT wärmetechnische Anlagen Ges.m.b.H.

Schönbrunner Straße 179
A-1120 Wien,
A-2362 Biedermannsdorf, Siegfried-Marcus-Straße 9
Tel. +43 (0)2236 73 130
Fax. +43 (0)2236 73 130 - 300
heat@heatgroup.at
www.heat.at

LIPP GmbH
Industriestrasse
D-73497 Tannhausen
Tel. ++49 (0)7964 9003-0
Fax ++49 (0)7964 9003-27
info@lipp-system.de
www.lipp-system-de

Muche Kläranlagenbau GmbH
Burgsteinfurter Damm 89
D-48485 Neuenkirchen
info@muche-ka.de
www.muche-ka.de

PANAQUA AG
Umwelt- und Verfahrenstechnik
Jakobstrasse 4
CH-8400 Winterthur
Tel.: 0041 52 213 76 86
info@panaqua.ch
www.panaqua.ch

SATTLER AG
Sattlerstraße 45
A-8041 GRAZ
mail@sattler-europe.com
www.sattler-europe.com

20.3 Messung

20.3.1 Hersteller von Gasmessgeräten

GfG - Gesellschaft für Gerätebau mbH

Klönnestraße 99

D - 44143 Dortmund

Tel.: +49 (0231) 56 40 00

info@gfg-mbh.com

www.gasmessung.de

ACE Handels- und Entwicklungs GmbH

Adolf-Kolping-Strasse 32

D - 84359 Simbach am Inn

info@gasmesstechnik.de

www.gasmesstechnik.de

Dräger Safety AG & Co. KGaA

Revalstraße 1

D - 23560 Luebeck

Tel.: +49 451 882 0

www.draeger.com

GWF MessSysteme AG

Obergrundstrasse 119

CH - 6002 Luzern

Tel.: +41 41 319 50 50

gwf@gwf.ch

www.gwf.ch

Elster-Instromet Vertriebsges. m.b.H

Heiligenstädter Str. 45

A - 1190 WIEN

Tel.: +43 (0)1 369 26 55-0

info@elster-instromet.at

www.elster-instromet.at

20.4 Netz- und Leitungsbau

Richtlinien der OGVW (Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach), Stand:
April 2007

GW 1 Grundsätze 07.01

GW 10 Maßnahmen zum Schutz von Versorgungsanlagen bei Bauarbeiten 03.06

GW 30 Qualitätsmarke Produkte Gas & Wasser 06.01

GW 52 Ausbildung und Prüfung von Kunststoffrohrlegern 05.01

G 1 Technische Richtlinie für Einrichtung, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von Niederdruck- Gasanlagen (ÖVGW-TR Gas) (Teile 1-5, aktueller Stand im Ordner)

G 1/1 Technische Richtlinie für Einrichtung, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von Niederdruck- Gasanlagen (ÖVGW-TR Gas Teil 1: Begriffe und Definitionen) 05.10

G 1/2 Technische Richtlinie für Einrichtung, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von Niederdruck- Gasanlagen (ÖVGW-TR Gas Teil 2 : Leitungsanlagen) Austauschexemplar für den Ordner ÖVGW-TR Gas 1996) 03.07

G 1/3 Technische Richtlinie für Einrichtung, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von Niederdruck- Gasanlagen (ÖVGW-TR Gas Teil 3: Aufstellung, Anschluss und Betrieb von Gasgeräten) 05.10

G 1/4 Technische Richtlinie für Einrichtung, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von Niederdruck- Gasanlagen (ÖVGW-TR Gas Teil 4: Abgasführung von Gasfeuerstätten) 05.10

G 1/5 Technische Richtlinie für Einrichtung, Änderung, Betrieb und Instandhaltung von Niederdruck- Gasanlagen (ÖVGW-TR Gas Teil 5: Tabellen, Bilder Beispiele) 05.10

G 2 Technische Regeln Flüssiggas (ÖVGW-TR Flüssiggas 2002) (Teile 1-6, im Ordner) 02.11.17

G 3/1 Gasverbrauchseinrichtungen für Gewerbe und Industrie, Teil 1 – Allgemeine sicherheitstechnische Anforderungen 07.02

G 3/3 Gasverbrauchseinrichtungen für Gewerbe und Industrie, Teil 3 – Installation und Betrieb von Heizanlagen mit Strahlern 02.06

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) 07.02

G 5 Störungs- und Gasgebrechenbehebungsdienst 02.02

G 6 Gas- Inneninstallationen für Betriebsdrücke $>100\text{mbar} \leq 5\text{bar}$ 01.06

G 7 Flüssiggas-Leitungsanlagen – Leitungsanlagen für Flüssiggas mit Betriebsdrücken über 500 bar bis einschließlich 25 bar 05.11

G 10 Sicherheitstechnische Überprüfung von Gas-Innenanlagen 07.05

G 11 Rohrweitenberechnung 06.10

G 20 Kathodischer Korrosionsschutz – Planung und Errichtung 00.09

G 21 Kathodischer Korrosionsschutz – Inbetriebnahme und Überwachung 05.06

G 24 Elektrische Trennstellen 07.02

- G 25 Passiver Korrosionsschutz – Umhüllungen und Fehlstellenabdeckungen für erdverlegte Rohrleitungen und Rohrleitungsteile; Aufbau und Herstellung 01.05
- G 28 Abstände gastechnischer Anlagen zu elektrischen Anlagen; Näherungen, Parallelführungen und Kreuzungen zwischen Gasrohrleitungen, gastechnischen Anlagen und elektrischen Anlagen (wie Kabel, Freileitungen, Erder) 96.11
- G 29 Elektroinstallationen in Gasversorgungssystemen 02.04
- G 31 Erdgas in Österreich 01.05
- G 33 Regenerative Gas – Biogas 06.06
- G 40 Errichtung und Betrieb von Gasverbrauchseinrichtungen mit Gebläsebrennern 97.11
- G 41 Gas-Brennwertgeräte – Abgasführung und Kondensatleitung 05.10
- G 43 Stationäre Gasmotoren – Aufstellung, Anschluß und Betrieb 98.09
- G 44 Dekorative Gasfeuer 99.02
- G 45 Mechanische Abführung der Abgase von Gasfeuerstätten 99.06
- G 51 Sanierung von Stemm-Muffen-Leitungen in Gasrohrnetzen 78.10
- G 52/1 Bau von Gasrohrleitungen aus Kunststoff Teil 1 – Rohre aus PVC hart 86.12
- G 52/2 Bau von Gasrohrleitungen aus Kunststoff Teil 2 – Rohre aus PE 01.01
- G 54 Bau von Gasrohrleitungen aus duktilen Gußrohren 86.11
- G 55 Gas- Hausanschlußleitungen mit einem Betriebsdruck bis 5bar 00.02
- G 56 Erdgas-Anschlussleitungen mit einem MOP > 5 bar 07.05
- G 57 Querung von Bahnen, Verkehrswegen und Gewässern mit Gasrohrleitungen 03.02
- G 58 Gasrohrleitungen aus Stahl – Schadensbilder 00.02
- G 59/1 Überwachung von Erdgasleitungen; Erdgasleitungen ≤ 5 bar 05.02
- G 59/2 Überwachung von Erdgasleitungen; Erdgasleitungen > 5 bar 01.02
- G 65 Sicherheitskonzept mit Sicherheitsbericht und Notfallplanung für Erdgasleitungsanlagen 01.06
- G 66 Eigenüberwachung von Erdgasleitungsanlagen 07.05
- G 69 Überprüfung von Ergasleitungen auf Dichtheit (Gasspüren) 01.02
- G 73/1 Gasdruckregelung Teil 1: Sicherheitstechnische Richtlinien für Errichtung, Prüfung und Betrieb von Gasdruckregelanlagen mit einem Eingangsdruck > 5bar bis ≤ 100 bar 02.04
- G 73/2 Gasdruckregelung; Sicherheitstechnische Richtlinien für Errichtung, Prüfung und Betrieb von Gasdruckregelanlagen mit einem Eingangsdruck > 100 mbar ≤ 5 bar und einer Auslegungsmenge > 200 m³/h im Normzustand 03.02
- G 73/3 Gasdruckregelung Teil 3 Sicherheitstechnische Richtlinien für Errichtung, Prüfung und Betrieb von Gasdruckregeleinrichtungen mit einem Eingangsdruck >100mbar bis ≤ 200m³/h im Normzustand 00.02
- G 73/4 Gasdruckregelung Teil 4: Sicherheitstechnische Richtlinien für Errichtung, Prüfung und Betrieb von unterirdischen Kompaktanlagen mit einem Eingangsdruck 16 Bar> 100mbar bis ≤ 16 Bar 05.10
- G 74 Gasmengenmessung – Volumengaszähler 01.06
- G 75 Gasmengenmessung – Wirkdruckgaszähler 01.06
- G 76 Berechnung von Gasmengen in Normvolumeneinheiten 01.06

-
- G 77 Gasdruck- und Gastemperaturmessung 90.01
 - G 78 Überwachung und Wartung von Gasdruckregelanlagen 01.08
 - G 79 Gasodorierung 05.03
 - G 81 Wartungsarbeiten an Gasgeräten 01.08
 - G 85 Gasanlagen in Laboratorien und Unterrichtsräumen 01.01
 - G 95 Erdgasbetriebene Kraftfahrzeuge; Herstellung, Betrieb und Reparatur 00.07
 - G 96 Erdgas-Kleintankstellen; Errichtung und Betrieb 97.07
 - G 97 Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen für Kraftfahrzeuge – Planung, Herstellung, Errichtung und Betrieb 05.11
 - G 98 Erdgas-(CNG)betriebene Kraftfahrzeuge; Verhalten bei Stör- oder Schadenfällen 02.10
 - G 100 Grundsätze der Schulung im Gasfach 04.06
 - G 101 Schulung und Prüfung von Gasspürern 01.02
 - G 102 Bescheinigung für Gasspürunternehmen 01.02
 - G 103 Gasspürgeräte 06.11
 - G 107 Flüssiggasanlagen in Fahrzeugen 06.12
 - G 150 Arbeiten an in Betrieb befindlichen Erdgasleitungsanlagen – Organisatorische und Sicherheitstechnische Maßnahmen 06.06
 - G 153/1 Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren, Richtlinie für die Prüfung und Verlegung von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren für Betriebsdrücke \leq 16 bar 02.05
 - G 153/2 Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren, Richtlinie für die Prüfung und Verlegung von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren für Betriebsdrücke $>$ 16 bar 02.04
 - G 177 Gasabrechnung 02.11.

Davon kommen die folgenden Richtlinien für Gas respektive sinngemäß für Biogas zur Anwendung:

- G 31 Erdgas in Österreich (Ausgabe: Mai 2001)
- G 33 regenerative Gase – Biogas (Ausgabe: 2006-06-01)
- G 52/2 Bau von Gasrohrleitungen aus Kunststoff, Rohre aus PE (Ausgabe: Jänner 2001)
- G 55 Gas-Hausanschlußleitungen mit einem Betriebsdruck \leq 5 bar (Ausgabe: Februar 2000)
- G 59/1 Überwachung von Erdgasleitungen bis 5 bar (Ausgabe: Februar 2005)
- G 65 Sicherheitskonzept mit Sicherheitsbericht und Notfallplanung für Erdgasleitungsanlagen (Ausgabe: Juni 2001)
- G 66 Eigenüberwachung von Erdgasleitungsanlagen (Ausgabe: Mai 2007)
- G 79 Gasodorierung (Ausgabe: März 2005)

20.4.1 Netz- und Leitungsbauberechnungen allgemein

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

Biogas Mikronetze Parameter 1

Berechnungsnummer:	1	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.	2	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.	3	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.	4	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.
Fördermedium:	5,000	12,500	20,000	30,000	42,330	52,800	62,800	72,800
Volumenstrom in m³/h:	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330
Dichte in kg/m³:								
Dyn. Viskos. in 10-6 kg/ms:	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533							
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1							
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 26,000	Rohrdurchmesser D in mm: 40,800	Rohrdurchmesser D in mm: 51,400	Rohrdurchmesser D in mm: 61,200				
Stromungsgeschw. in m/s:	2,616	2,656	2,677	2,833	2,833	2,833	2,833	2,833
Reynolds-Zahl:	1,23E+0004	1,97E+0004	2,51E+0004	3,16E+0004	3,16E+0004	3,16E+0004	3,16E+0004	3,16E+0004
Stromungsgeschw.2 in m/s:								
Reynolds-Zahl 2:								
Stromungsform:	turbulent							
Rohrauigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Rohreibungszahl:	0,030	0,026	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Zeita-Wert:	114,818	64,939	48,601	38,651	38,651	38,651	38,651	38,651
Zeita-Wert abzw. Röh:								
Druckv. abzw. Rohr mbar:								
Druckverlust in mbar:	9,175	5,343	4,063	3,617	3,617	3,617	3,617	3,617
Druckverlust in bar:	0,009	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 6)	26,944	26,944	26,944	26,944	26,944	26,944	26,944	26,944
	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027
	bar							

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

Biogas Mikronetze Parameter 1

Berechnungsnummer:	5	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.	6
Fördermedium:	45,000	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.	150,000
Volumenstrom in m³/h:	2,330		2,330
Dichte in kg/m³:	12,800		12,800
Dyn. Viskos. in 10-6 kg/ms:			
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	
Elementabmessungen:	Röhrdurchmesser D in mm: 73,600	Röhrdurchmesser D in mm: 130,800	
	Röhrlänge L in m: 100,000	Röhrlänge L in m: 100,000	
Strömungsgeschw. in m/s:	2,938	3,101	
Reynolds-Zahl:	3,94E+0004	7,38E+0004	
Strömungsgeschw. 2 in m/s:			
Reynolds-Zahl 2:			
Strömungsform:	turbulent	turbulent	
Rohrrauhigkeit in mm:	0,010	0,010	
Rohrreibungszahl:	0,022	0,020	
Zeta-Wert:	30,532	14,925	
Zeta-Wert abzw.Rohr:			
Druckv. abzw.Rohr mbar:			
Druckverlust in mbar:	3,073	1,673	
Druckverlust in bar:	0,003	0,002	
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 6)	26,944 mbar oder 0,027 bar		

c:\programme\software\factory\druckverlust 6.2\bbmn_p1.dru

Seite 2 von 2 - 07.05.2008

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

Biogas Mikronetze Parameter 2

Berechnungsnummer:	1	Mischung (1.013 bar, 15 °C)/gASF.	2	Mischung (1.013 bar, 15 °C)/gASF.	3	Mischung (1.013 bar, 15 °C)/gASF.	4	Mischung (1.013 bar, 15 °C)/gASF.
Fördermedium:	4.000	10.000	16.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000
Volumenstrom in m³/h:	2.330	2.330	2.330	2.330	2.330	2.330	2.330	2.330
Dichte in kg/m³:	12.800	12.800	12.800	12.800	12.800	12.800	12.800	12.800
Dyn. Viskos. in 10-6 kg/ms:								
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533							
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1							
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 26.000	Rohrdurchmesser D in mm: 40.800	Rohrdurchmesser D in mm: 51.400	Rohrdurchmesser D in mm: 61.200				
Elementlängen:	Rohrlängige L in m: 100.000							
Strömungsgeschw. in m/s:	2,083	2,125	2,142	2,142	2,142	2,142	2,142	2,142
Reynolds-Zahl:	9905	1.57E+0004	2,00E+0004	2,00E+0004	2,00E+0004	2,00E+0004	2,00E+0004	2,00E+0004
Strömungsgeschw.2 in m/s:								
Reynolds-Zahl 2:								
Strömungsform:	turbulent							
Rohrrauigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Rohrreibungszahl:	0,032	0,028	0,026	0,026	0,026	0,025	0,025	0,025
Zeta-Wert:	121.323	68.434	51.150	40.624	40.624	40.624	40.624	40.624
Zeta-Wert abzw. Rohr:								
Druckv. abzw.Rohr mbar:	6.200	3.602	2.736	2.432	2.432	2.432	2.432	2.432
Druckverlust in mbar:								
Druckverlust in bar:	0,006	0,004	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 6)	18,154	mbar oder 0,018 bar						

Biogas Mikronetze Parameter 2

Berechnungsnummer:	5	6
Fördermedium:	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.
Volumenstrom in m ³ /h:	36,000	120,000
Dichte in kg/m ³ :	2,330	2,330
Dyn. Viskos. in 10 ⁻⁶ kg/ms:	12,800	12,800
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Röhrdurchmesser D in mm: 73,600	Röhrdurchmesser D in mm: 130,800
	Röhrlänge L in m: 100,000	Röhrlänge L in m: 100,000
Strömungsgeschw. in m/s:	2,350	2,481
Reynolds-Zahl:	3,15E+0004	5,91E+0004
Strömungsgeschw. 2 in m/s:		
Reynolds-Zahl 2:		
Strömungsform:	turbulent	turbulent
Rohrrauhigkeit in mm:	0,010	0,010
Rohreibungszahl:	0,024	0,020
Zeta-Wert:	32,053	15,622
Zeta-Wert abzw.Rohr:		
Druckv. abzw. Rohr mbar:		
Druckverlust in mbar:	2,064	1,120
Druckverlust in bar:	0,002	0,001
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 6)	18,154 mbar oder 0,018 bar	

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

Biogas Mikronetze Parameter 3

Berechnungsnummer:	1	2	3	4
Fördermedium:	Mischung (1.013 bar, 15 °C)/gasf.			
Volumenstrom in m³/h:	6.250	15.625	26.000	37.500
Dichte in kg/m³:	2.330	2.330	2.330	2.330
Dyn. Viskos. in 10-6 kg/ms:	12.800	12.800	12.800	12.800
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533			
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 26.000	Rohrdurchmesser D in mm: 40.800	Rohrdurchmesser D in mm: 51.400	Rohrdurchmesser D in mm: 61.200
	Rohrlänge L in m: 100.000			
Strömungsgeschw. in m/s:	3.270	3.320	3.481	3.541
Reynolds-Zahl:	1.54E+0004	2.47E+0004	3.26E+0004	3.94E+0004
Strömungsgeschw.2 in m/s:				
Reynolds-Zahl 2:				
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrauhigkeit in mm:	0.010	0.010	0.010	0.010
Rohreibungszahl:	0.028	0.025	0.024	0.023
Zeta-Wert:	108.884	61.739	45.871	36.838
Zeta-Wert abzw.Rohr:				
Druckv. abzw.Rohr mbar:				
Druckverlust in mbar:	13.610	7.943	6.485	5.389
Druckverlust in bar:	0.014	0.008	0.006	0.005
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 6)	40.511 mbar oder 0,041 bar			

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

Biogas Mikronetze Parameter 3

Berechnungsnummer:	5	6
Fördermedium:	Mischung (1,013 bar, 15 °C) gasf.	Mischung (1,013 bar, 15 °C) gasf.
Volumenstrom in m ³ /h:	56.250	187.500
Dichte in kg/m ³ :	2.330	2.350
Dyn. Viskos. in 10 ⁻⁶ kg/ms:	12.800	12.800
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Röhrdurchmesser D in mm: 73.600	Röhrdurchmesser D in mm: 130.800
	Röhrlänge L in m: 100,000	Röhrlänge L in m: 100,000
Strömungsgeschw. in m/s:	3.673	3.876
Reynolds-Zahl:	4.92E+004	9.23E+004
Strömungsgeschw.2 in m/s:		
Reynolds-Zahl 2:		
Strömungsform:	turbulent	turbulent
Rohrrauhigkeit in mm:	0.010	0.010
Rohreibungszahl:	0.021	0.019
Zeta-Wert:	29.132	14.280
Zeta-Wert abzw.Rohr:		
Druckv. abzw.Rohr mbar:		
Druckverlust in mbar:	4.583	2.501
Druckverlust in bar:	0.005	0.003
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 6)	40,511 mbar oder 0,041 bar	

C:\Programme\Software-Factory\Druckverlust 6.2\BMN_P3.dru

Seite 2 von 2 - 07.05.2008

20.4.2 Dimensionierung der Biogas-Mikronetze

Ländliches Ortsnetz MN 1

Knoten	Entfernung	EFH	ZFH	MFH	Diff_Entf	P	Pges	V	Vges	DN	m	mbar
Nr.	m	19	28	230		(kW)	(kW)	m³/h	m³/h			
1												
2												
3												
4												
5	600	7	7	1	600	559	5620	99	991	300	600	4,15
6	720	8	7		120	348	5061	61	892	300	120	0,686
7	840	7	7	1	120	559	4713	99	831	300	120	0,603
8	960	7	7	1	120	559	4154	99	732	250	120	0,855
9	1080	8	7		120	348	3595	61	634	250	120	0,66
10	1200	7	7	1	120	559	3247	99	572	250	120	0,549
11	1365				165	0	2699	0	474	250	165	0,539
12	1480	5	5		115	235	1344	41	237	150	230	1,594
13	1595	5	4	1	115	437	1109	77	195	150	230	1,125
14	1710	5	5		115	235	672	41	118	100	230	2,644
15	1825	5	4	1	115	437	437	77	77	100	230	1,237
15a	1480	5	4	1		437	437	77	77			
14a	1595	5	5		115	235	672	41	118			
13a	1710	5	4	1	115	437	1109	77	195			
12a	1825	5	5		115	235	1344	41	237			
					Summe	5620			Summe	2285		
									Druckabfall gesamt	14,6		

Netz-Trassenlänge		
Strang 1 - 11		1365
Strang 12 - 15a		920
Verteilung OGV 1		2750
Verteilung OGV 2		2480
Summe		7525
Gleichzeitigkeitsfaktor		0,75 kW/m
Wirkungsgrad		GF
Heizwert		eta
Faktor		0,95/795
		Hu
		21600 kJ/m³
		0,18 m³/h.kW

Tabelle A2

Net-Z-Transennetze

Netz-Trassenlänge	
Strang 1 - 4	1300
Verteilung MN 4	1500
Summe	2800
Gleichzeitigmöglichkeitsfaktor	1,71 kW/m
Wirkungsgrad	eta
Heizwert	Hu
Faktor	ta * Hu)

Gemischt Gebiet MN 5u6

Knoten Nr.	Entfernung m	EFH	ZFH	MFH	Bäck.Wäsch.	Diff_Enth	P (kW)	Pges (kW)	V m³/h	Vges m³/h	DN	m mbar
1	0	19	28	230	300	500						
2	400			1	1	400	800	5210	124	805	300	400
3	650			1	1	250	800	4410	124	682	250	1.569
4	900			1	1	250	800	3610	124	558	250	1.094
5	1300	6	5	1		400	484	2810	75	434	200	400
6	1400	5	6			100	263	2326	41	360	200	0.606
7	1500	6	5	1		100	484	2063	75	319	200	100
8	1600	5	5			100	235	1579	36	244	150	100
9												
10												
11	1755					155	0	1344	0	208	150	155
12	1870	5	5			115	235	672	36	104	100	230
13	1985	5	4	1		115	437	437	68	68	100	230
14											Summe	2215
15												
15a	1870	5	5					437	437	68	68	
14a	1985	5	4	1				235	672	36	104	100
13a							Summe	5210				
12a												15,3

Tabelle A3

OGV 1	n	22	21	2	45 Netz-Trassenlänge							
	P (kW)	418	588	460	1466 Strang 1 - 11						1755	
					Strang 12 - 13a						460	2215
OGV 2	n	20	18	2	40 Verteilung OGV 1						920	
	P (kW)	380	504	460	1344 Verteilung OGV 2						640	
Gewerbe	n				Verteilung Gewerbe						900	
	P (kW)				Summe						4675	1,11 kW/m
MN 5 u 6	n				900 1500	2400 Gleichzeitigkeit faktor					0,83	
	P (kW)					Wirkungsgrad					eta	0,9
						Heizwert					Hu	21600 kJ/m³
						Faktor					3600 * GF / (eta * Hu)	0,155 m³/h,kW
					Summe	5210						

Abnehmer Anschlüsse MN 1

Zuleitungen					
Knoten	V	DN	m	mbar	
Nr.	m³/h				m
1					
2					
3					
4					
5	49	100	1840	1,115	230
6	31	80	920	2,386	230
7	49				230
8	49				230
9	31				230
10	49				230
11					
12					
13					
14					
15					
15a	39	80	1240	2,408	155
14a	21	65	1240	1,957	155
13a	39				155
12a	20,71035				155
	Summe		5240		
			7525		
				2,408	
	Druckabfall gesamt			17,05	

Abnehmer Anschlüsse MN 5u6

Zuleitungen					
Knoten	V	DN	m	mbar	
Nr.	m³/h				m
1					
2	62	100	300	1,101	150
3	62	100	300	1,101	150
4	62	100	300	1,101	150
5	37	80	230	1,628	115
6	20	65	230	1,333	115
7	37	80	230	1,628	115
8	18	65	230	1,109	115
9					
10					
11					
12	18	65	320	0,771	80
13	34	80	320	0,976	80
14			2460		
15		Summe		4675	
15a					
14a					
13a				1,0	
12a	Druckabfall gesamt			16,3	

20.4.3 Ergebnisse aus der Berechnung mittels „Druckverlust 6.2“

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de
MN 1 Ländliches Ortsnetz

Berechnungsnummer:	1	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.	2	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.	3	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.	4	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.
Fördersubstanz:	991,000	892,000	831,000	732,000	732,000	732,000	732,000	732,000
Volumenstrom in m³/h:	1,330	1,330	1,330	1,330	1,330	1,330	1,330	1,330
Dichte in kg/m³:	13,100	13,100	13,100	13,100	13,100	13,100	13,100	13,100
Dyn. Viskos. in 10-6 kg/ms:								
Rohrbezeichnung	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533							
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1							
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 290,400							
Roherlänge L in m:	600,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
Strömungsgeschw. in m/s:	4,156	3,741	3,485	3,485	3,901	3,901	3,901	3,901
Reynolds-Zahl:	1,22E+0005	1,10E+0005	1,02E+0005	1,02E+0005	1,02E+0005	1,02E+0005	1,02E+0005	1,02E+0005
Strömungsgeschw.2 in m/s:								
Reynolds-Zahl 2:	turbulent							
Strömungsform:								
Rohrrauhigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Rohreibungszahl:	0,017	0,017	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
Zeta-Wert:	36,067	7,364	7,469	7,469	8,443	8,443	8,443	8,443
Zeta-Wert abzw.Rohr:								
Druckv. abzw.Rohr mbar:								
Druckverlust in mbar:	4,150	0,686	0,603	0,603	0,855	0,855	0,855	0,855
Druckverlust in bar:	0,004	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 15)	22,508 mbar oder 0,023 bar							

MN 1 Ländliches Ortsnetz

Berechnungsnummer:	5	6	7	8
Fördernetzmedium:	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.			
Volumenstrom in m³/h:	634,000	572,000	474,000	237,000
Dichte in kg/m³:	1,330	1,330	1,330	1,330
Dyn. Viskos. in 10^-6 kg/ms:	13,100	13,100	13,100	13,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533			
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 257,600 Rohrlänge L in m: 120,000	Rohrdurchmesser D in mm: 257,600 Rohrlänge L in m: 120,000	Rohrdurchmesser D in mm: 257,600 Rohrlänge L in m: 165,000	Rohrdurchmesser D in mm: 147,200 Rohrlänge L in m: 115,000
Stromungsgeschw. in m/s:	3,379	3,049	2,526	3,868
Reynolds-Zahl:	6,84E+004	7,97E+004	6,61E+004	5,78E+0004
Stromungsgeschw. 2 in m/s:				
Reynolds-Zahl 2:				
Stromungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrreibungszahl:	0,010	0,010	0,010	0,010
Zeta-Wert:	0,019	0,019	0,020	0,020
Zeta-Wert abzw.Rohr:	8,690	8,875	12,690	16,010
Druckverlust abzw.Rohr mbar:				
Druckverlust in mbar:	0,660	0,549	0,539	1,594
Druckverlust in bar:	0,001	0,001	0,001	0,002
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 15)	22,508 mbar oder 0,023 bar			

MN 1 Ländliches Ortsnetz

Berechnungsnummer:	9	10	11	12
Fördemedium:	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.			
Volumenstrom in m ³ /h:	195,000	118,000	77,000	49,000
Dichte in kg/m ³ :	1,330	1,330	1,330	1,330
Dyn. Viskos. in 10-6 kg/ms:	13,100	13,100	13,100	13,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533			
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 147,200 Rohrlänge L in m: 115,000	Rohrdurchmesser D in mm: 102,200 Rohrlänge L in m: 115,000	Rohrdurchmesser D in mm: 102,200 Rohrlänge L in m: 230,000	Rohrdurchmesser D in mm: 102,200 Rohrlänge L in m: 230,000
Strömungsgeschw. in m/s:	3,183	3,996	2,607	1,659
Reynolds-Zahl:	4,76E+0004	4,15E+0004	2,71E+0004	1,72E+0004
Strömungsgeschw.2 in m/s:				
Reynolds-Zahl 2:				
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrauhigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010
Rohreibungszahl:	0,021	0,022	0,024	0,027
Zeta-Wert:	16,689	24,874	27,358	60,892
Zeta-Wert abzw. Rohr:				
Druckv. abzw.Rohr mbar:				
Druckverlust in mbar:	1,125	2,644	1,237	1,115
Druckverlust in bar:	0,001	0,003	0,001	0,001
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 15)	22,508 mbar oder 0,023 bar			

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

MN 1 Ländliches Ortsnetz

Berechnungsnummer:	13	14	15
Flößermedium:	Mischung (12 bar, 15 °C)/gasf.	Mischung (12 bar, 15 °C)/gasf.	Mischung (12 bar, 15 °C)/gasf.
Volumenstrom in m ³ /h:	31,000	39,000	21,000
Dichte in kg/m ³ :	1,330	1,330	1,330
Dyn. Viskos. in 10 ⁻⁶ kg/ms:	13,100	13,100	13,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 73,600	Rohrdurchmesser D in mm: 73,600	Rohrdurchmesser D in mm: 61,200
	Rohrlänge L in m: 230,000	Rohrlänge L in m: 155,000	Rohrlänge L in m: 155,000
Strömungsgeschw. in m/s:	2,024	2,546	1,983
Reynolds-Zahl:	1,51E+0004	1,90E+0004	1,23E+0004
Strömungsgeschw.2 in m/s:			
Reynolds-Zahl 2:			
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrrauigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010
Rohreibungszahl:	0,028	0,026	0,030
Zeta-Wert:	87,511	55,786	74,760
Zeta-Wert abzw.Rohr:			
Druckv. abzw.Rohr mbar:			
Druckverlust in mbar:	2,386	2,408	1,957
Druckverlust in bar:	0,002	0,002	0,002
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 15)	22,508 mbar oder 0,023 bar		

MN 4 Gewerbenetz

Berechnungsnummer:	1	2	3	4
Fördernetzmedium:	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gastf.			
Volumenstrom in m ³ /h:	527,000	263,000	790,000	132,000
Dichte in kg/m ³ :	1,330	1,330	1,330	1,330
Dyn. Viskos. in 10 ⁻⁶ kg/ms:	13,100	13,100	13,100	13,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533			
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Röhrdurchmesser D in mm: 257,600	Röhrdurchmesser D in mm: 204,400	Röhrdurchmesser D in mm: 290,400	Röhrdurchmesser D in mm: 130,800
	Rohrlänge L in m: 250,000	Rohrlänge L in m: 250,000	Rohrlänge L in m: 800,000	Rohrlänge L in m: 250,000
Strömungsgeschw. in m/s:	2,809	2,226	3,313	2,729
Reynolds-Zahl:	7,35E+0004	4,62E+0004	9,77E+0004	3,62E+0004
Strömungsgeschw.2 in m/s:				
Reynolds-Zahl 2:				
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrrauigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010
Rohrreibungszahl:	0,019	0,021	0,018	0,023
Zeta-Wert:	18,805	26,213	50,301	43,390
Zeta-Wert abzw.Rohr:				
Druckv. abzw.Rohr mbar:				
Druckverlust in mbar:	0,987	0,864	3,677	2,150
Druckverlust in bar:	0,001	0,001	0,004	0,002
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 4)	7,678 mbar oder 0,008 bar			

MN 5 u 6 Gemischtes Gebiet

Berechnungsnummer:	1	2	3	4
Fördermedium:	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.			
Volumenstrom in m³/h:	805,000	682,000	558,000	434,000
Dichte in kg/m³:	1,330	1,330	1,330	1,330
Dyn. Viskos. in 10-6 kg/ms:	13,100	13,100	13,100	13,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533			
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Röhrdurchmesser D in mm: 290,400	Röhrdurchmesser D in mm: 257,600	Röhrdurchmesser D in mm: 257,600	Röhrdurchmesser D in mm: 204,400
	Röhrlänge L in m: 400,000	Röhrlänge L in m: 250,000	Röhrlänge L in m: 250,000	Röhrlänge L in m: 400,000
Strömungsgeschw. in m/s:	3,376	3,635	2,974	3,674
Reynolds-Zahl:	9,95E+0004	9,51E+0004	7,78E+0004	7,62E+0004
Strömungsgeschw.2 in m/s:				
Reynolds-Zahl 2:				
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrauhigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010
Rohreibungszahl:	0,018	0,018	0,019	0,019
Zeta-Wert:	25,056	17,840	18,584	37,717
Zeta-Wert abzw.Rohr:				
Druckv. abzw.Rohr mbar:				
Druckverlust in mbar:	1,901	1,569	1,094	3,390
Druckverlust in bar:	0,002	0,002	0,001	0,003
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 16)	22,232 mbar oder 0,022 bar			

MN 5 u 6 Gemischtes Gebiet

Berechnungsnummer:	5	6	7	8
Fördermedium:	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.			
Volumenstrom in m³/h:	360,000	319,000	244,000	208,000
Dichte in kg/m³:	1,330	1,330	1,330	1,330
Dyn. Viskos. in 10^-6 kg/ms:	13,100	13,100	13,100	13,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533			
Rohleitungssegment/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 204,400	Rohrdurchmesser D in mm: 204,400	Rohrdurchmesser D in mm: 147,200	Rohrdurchmesser D in mm: 147,200
	Rohrlänge L in m: 100,000			
Strömungsgeschw. in m/s:	3,048	2,700	3,983	3,395
Reynolds-Zahl:	6,32E+0004	5,60E+0004	5,95E+0004	5,07E+0004
Strömungsgeschw.2 in m/s:				
Reynolds-Zahl 2:				
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrrauhigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010
Rohreibungszahl:	0,020	0,021	0,020	0,021
Zeta-Wert:	9,803	10,057	13,837	22,184
Zeta-Wert abzw.Rohr:				
Druckv. abzw.Rohr mbar:				
Druckverlust in mbar:	0,606	0,488	1,460	1,702
Druckverlust in bar:	0,001	0,000	0,001	0,002
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 16)	22,232 mbar oder 0,022 bar			

MN 5 u 6 Gemischtes Gebiet

Berechnungsnummer:	9	10	11	12
Fördermedium:	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.
Volumenstrom in m ³ /h:	104,000	68,000	62,000	37,000
Dichte in kg/m ³ :	1,330	1,330	1,330	1,330
Dyn. Viskos. in 10 ⁻⁶ kg/ms:	13,100	13,100	13,100	13,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 102,200 Rohrlänge L in m: 115,000	Rohrdurchmesser D in mm: 102,200 Rohrlänge L in m: 115,000	Rohrdurchmesser D in mm: 102,200 Rohrlänge L in m: 150,000	Rohrdurchmesser D in mm: 73,600 Rohrlänge L in m: 115,000
Strömungsgeschw. in m/s:	3,522	2,303	2,099	2,416
Reynolds-Zahl:	3,65E+0004	2,39E+0004	2,18E+0004	1,81E+0004
Strömungsgeschw. 2 in m/s:				
Reynolds-Zahl 2:				
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrauhigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010
Rohreibungszahl:	0,023	0,025	0,026	0,027
Zeta-Wert:	25,569	28,156	37,531	41,914
Zeta-Wert abzw.Rohr:				
Druckv. abzw.Rohr mbar:				
Druckverlust in mbar:	2,111	0,993	1,101	1,628
Druckverlust in bar:	0,002	0,001	0,001	0,002
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 16)	22,232 mbar oder 0,022 bar			

MN 5 u 6 Gemischtes Gebiet

Berechnungsnummer:	13	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.	14	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.	15	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.	16	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/gasf.
Fördermedium:								
Volumenstrom in m ³ /h:	20.000	18.000		18.000		34.000		34.000
Dichte in kg/m ³ :	1.330	1.330		1.330		1.330		1.330
Dyn. Viskos. in 10-6 kg/ms:	13.100	13.100		13.100		13.100		13.100
Rohrbezeichnung:								
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533		Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533		Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533		Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533
Elementabmessungen:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1		Kreisrohr/1		Kreisrohr/1		Kreisrohr/1
Rohrdurchmesserei D in mm:	61.200	Rohrdurchmesser D in mm: 61.200		Rohrdurchmesser D in mm: 61.200		Rohrdurchmesser D in mm: 61.200		Rohrdurchmesser D in mm: 61.200
Rohrlänge L in m:	115.000	Rohrlänge L in m: 115.000		Rohrlänge L in m: 80.000		Rohrlänge L in m: 80.000		Rohrlänge L in m: 80.000
Strömungsgeschw. in m/s:	1,889							
Reynolds-Zahl:	1,17E+0004	1,05E+0004		1,05E+0004		1,05E+0004		1,05E+0004
Strömungsgeschw.2 in m/s:								
Reynolds-Zahl 2:								
Strömungsform:	turbulent	turbulent		turbulent		turbulent		turbulent
Rohrrauhigkeit in mm:	0,010	0,010		0,010		0,010		0,010
Rohreibungszahl:	0,030	0,031		0,031		0,031		0,027
Zeta-Wert:	56,155	57,684		40,128		29,759		
Zeta-Wert abzw.Rohr:								
Druckv. abzw.Rohr mbar:								
Druckverlust in mbar:	1,333					0,771		0,976
Druckverlust in bar:	0,001					0,001		0,001
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 16)	22,232 mbar oder 0,022 bar							

20.4.4 Berechnung der Anschlussleitungen mittels „Druckverlust 6.2“

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

Anschlussleitungen

Berechnungsnummer:	1	2	3	4
Fördermedium:	Mischung (1,2 bar, 15 °C) / gasf.			
Volumenstrom in m ³ /h:	3.500	5.200	42.600	55.600
Dichte in kg/m ³ :	1.330	1.330	1.330	1.330
Dyn. Viskos. in 10 ⁻⁶ kg/ms:	13.100	13.100	13.100	13.100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533			
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 26,000	Rohrdurchmesser D in mm: 26,000	Rohrdurchmesser D in mm: 73,600	Rohrdurchmesser D in mm: 73,600
Rohrlänge L in m: 5.000	Rohrlänge L in m: 5.000	Rohrlänge L in m: 10.000	Rohrlänge L in m: 15.000	Rohrlänge L in m: 15.000
Störungsgeschw. in m/s:	1.831	2.721	2.781	3.630
Reynolds-Zahl:	4884	7182	2.08E+0004	2.71E+0004
Störungsgeschw.2 in m/s:				
Reynolds-Zahl 2:				
Störungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrrauhigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010
Rohreibungszahl:	0,038	0,034	0,026	0,024
Zeta-Wert:	7.342	6.591	3.525	4.972
Zeta-Wert abzw.Röhr:				
Druckv. abzw. Rohr mbar:				
Druckverlust in mbar:	0,164	0,324	0,181	0,436
Druckverlust in bar:	0,000	0,000	0,000	0,000
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 5)	1,174 mbar oder 0,001 bar			

Anschlussleitungen

Berechnungsnummer:	5	Mischung (1,2 bar, 15 °C)/(gast.
Fördermedium:		
Volumenstrom in m ³ /h:	92.600	
Dichte in kg/m ³ :	1.330	
Dyn. Viskos. in 10 ⁻⁶ kg/ms:	13.100	
Rohrbezeichnung:	Kunststofföhre aus PE hart DIN 19553	
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 130.800 Rohrlänge L in m: 15,000	
Strömungsgeschw. in m/s:	1,914	
Reynolds-Zahl:	2,54E+0004	
Strömungsgeschw. 2 in m/s:		
Reynolds-Zahl 2:		
Strömungsform:	turbulent	
Rohrrauhigkeit in mm:	0,010	
Rohreibungszahl:	0,025	
Zeta-Wert:	2,822	
Zeta-Wert abzw.Rohr:		
Druckv. abzw.Rohr mbar:		
Druckverlust in mbar:	0,069	
Druckverlust in bar:	0,000	
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 5)	1,174 mbar oder 0,001 bar	

20.4.5 Biogas-Mikronetzberechnung

Projekt 1		Zusammenstellung der Ergebnisse										Tabelle B1
DN		25	32	40	50	65	80	100	125	150	Summe	
Hauptstrang-Längen												
A					65							
B					35							
C						20						
D							30					
E							5					
F								10				
G								80				
H									50			
I									55			
BMA										55		
Summe				100	20	35	90	105	55			
Zuleitungen-Längen												
A		15										
B			10									
C		20										
D			50									
E					65							
F						15						
G						35						
H					105							
I					125							
Summe		35	60	230	115							
Hausanschluss-Längen		175		60		50						
Summe												
Netz ohne Hausanschl.	m	35	60		330	135	35	90	105	55	845	
Hausanschlüsse	m	175		60		50					285	
Netzlänge gesamt	m	210	60	60	330	185	35	90	105	55	1130	
Spez. Kosten												
Künettenverlegung	€ / m	85	87	89	92	96	100	105	112	118		
Grabenlose Verlegung	€ / m	30	32	34	37	41	45	50	57	63		
Kosten												
Netz	€	2975	5212		30250	12915	3488	9450	11725	6508	82524	
Hausanschlüsse	€	5250		2040		2033					9323	
Gesamtkosten	€										91847	
spez. Gesamtkosten	€ / m										81	

Abnehmer #	Projekt 1	Lokale Anschlüsse der einzelnen Abnehmer (Hausanschlüsse)			DN	v (m/s)	Tabelle B2		
		Anschlusswert in kW	m (m³/h) Anschlusslänge in m	m (m³/h)			25	32	40
1		60	10,0	5	40	2,125	5	5	5
2		14	2,3	10	25		10	10	10
3		15	2,5	10	25		10	10	10
4		20	3,3	10	25	1,727	10	10	10
5		35	5,8	10	25	3,035	10	10	10
6		180	30,0	15	65	2,833			
7		70	0,0	0					
8		170	240	40,0	35	65	3,777		
9		10	1,7	10	25		10		
10		20	3,3	10	25		10		
11		8	1,3	10	25		10		
12		20	3,3	10	25		10		
13		8	1,3	10	25		10		
14		8	1,3	10	25		10		
15		8	1,3	10	25		10		
16		8	1,3	10	25		10		
17		8	1,3	10	25		10		
18		30	5,0	15	25	2,616	15	15	15
19		40	6,7	20	25	3,505	20	20	20
20		60	10,0	10	40				
21		125	20,8	0	50				
22		43	7,2	0	32				
23		16	2,7	10	25				
24		58	9,7	15	40	2,125	15	15	15
25		60	10,0	15	40		15	15	15
26		50	8,3	15	40				
Summe						175	0	60	0
						50			

Projekt 1

Druckverluste im Hauptstrang und in den Zuleitungen

Tabelle B3

	Hauptstrang kW	Länge m	Summe P m (m³/h)	DN	Geschwind. m/s	Druckverlust mbar	DN		50	65	80	100	125	150
1 A	125	65	125	20,8	50	2,784	1,355		65					
2 B	30	35	155	25,8	50	3,454	1,063		35					
3 C	60	20	215	35,8	65	3,381	0,47							
4 D	40	30	255	42,5	80	2,775	0,395							
5 E	43	5	298	49,7	90	3,245	0,087							
6 F	228	10	526	87,7	100	2,97	0,098							
7 G	180	80	706	117,7	100	3,985	1,326							
8 H	240	50	946	157,7	125	3,26	0,428							
9 I	114	55	1060	176,7	125	3,653	0,576							
10 FMT	84	55	1144	190,7	150	3,113	0,375							
	1144	405						Ifm	100	20	35	90	105	55
	Zuleitung zu kW	Länge m	Summe P m (m³/h)	DN	Geschwind. m/s	Druckverlust mbar	DN		25	32	40	50	65	
1 A	30	15	5,0	25	2,616	0,67	15							
2 B	60	10	10,0	32	3,328	0,507								
3 C	40	20	6,7	25	3,505	1,481								
4 D	43	50	7,2	32	2,396	1,435								
5 E	228	65	38,0	65	3,588	1,696								
6 F	180	15	30,0	65	2,833	0,258								
7 G	240	35	40,0	65	3,777	0,999								
8 H	114	105	19,0	50	2,544	1,869								
9 I	84	125	14,0	50	1,874	1,309								
	440							Ifm	35	60	0	230	115	
Hausanschluss (siehe Tabelle B2)								DN	25	32	40	50	65	
								Ifm	175	0	60	0	50	

20.4.6 Kostenberechnung des Leitungsbau

Projekt 1 Kostenberechnung

Tabelle B4

	Summe	DN	25	32	40	50	65	80	100	125	150
	Ifm	Ifm	35	60	0	330	135	35	90	105	55
Netz ohne Hausanschlüsse	845										
Hausanschlüsse	285		175	0	60	0	50	0	0	0	0
Netzlänge gesamt	1130	Ifm	210	60	60	330	185	35	90	105	55
Kosten: Richtwerte wie in Kap. 5.3.1 Grundlagen											
der Kostenermittlung angegeben: spez. Kosten der Verlegung mit Künnetten- und Wiederherstellungskosten Grabenlose Verlegung											
		€/ Ifm	85,0	86,9	89,0	91,7	95,7	99,7	106,0	111,7	118,3
		€/ Ifm	30,0	31,9	34,0	36,7	40,7	44,7	50,0	56,7	63,3
Kosten:											
Netz ohne Hausanschlüsse	82524		2975	5212	0	30250	12915	3488	9450	11725	6508
Hausanschlüsse	9323		5250	0	2040	0	2033	0	0	0	0
Gesamtkosten	91847										
spez. Gesamtkosten	81	€/ Ifm									

20.4.7 Berechnung Standortentwicklung „Projekt 1“

Berechnungsnummer:	1	2	3	4
Fördemedium:	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.			
Volumenstrom in m³/h:	20.800	25.800	35.800	42.500
Dichte in kg/m³:	0.900	0.900	0.900	0.900
Dyn. Viskos. in 10⁻⁶ kg/(m s):	12.100	12.100	12.100	12.100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533			
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 51.400	Rohrdurchmesser D in mm: 61.200	Rohrdurchmesser D in mm: 61.200	Rohrdurchmesser D in mm: 73.600
	Rohrlänge L in m: 65.000	Rohrlänge L in m: 20.000	Rohrlänge L in m: 20.000	Rohrlänge L in m: 30.000
Strömungsgeschw. in m/s:	2.784	3.454	3.391	2.775
Reynolds-Zahl:	1.06E+004	1.32E+004	1.55E+004	1.51E+004
Strömungsgeschw.2 in m/s:				
Reynolds-Zahl 2:				
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrautigkeit in mm:	0.010	0.010	0.010	0.010
Rohreibungszahl:	0.031	0.029	0.028	0.028
Zeta-Wert:	38.803	19.791	9.130	11.402
Druckv. abzw. Rohr:				
Druckv. abzw. Rohr mbär:				
Druckverlust in mbär:	1.365	1.063	0.470	0.395
Druckverlust in bar:	0.001	0.001	0.000	0.000
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 11)	6.193 mbär oder 0,006 bar			

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

Projekt 1

Berechnungsnummer:	5	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.	7	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.	8
Fürdemedium:	49,700		130,000		117,700
Volumenstrom in m³/h:	0,900		87,700		0,900
Dichte in kg/m³:	12,100		0,900		12,100
Dyn. Viskos. in 10-6 kgms:			12,100		
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kreisrohr1	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	
Rohrführungselement/Anzahl:	Kreisrohr1	Rohrdurchmessermesser D in mm:	Kreisrohr1	Kreisrohr1	
Elementabmessungen:	Rohrdurchmessermesser D in mm: 73,600	Rohrlänge L in m: 102,200	Rohrdurchmessermesser D in mm: 102,200	Rohrdurchmessermesser D in mm: 102,200	
	Rohrlänge L in m: 1,000	Rohrlänge L in m: 10,000	Rohrlänge L in m: 10,000	Rohrlänge L in m: 80,000	
Strömungsgeschw. in m/s:	3,245		2,970		3,985
Reynolds-Zahl:	1,78E+0004		2,28E+0004		3,03E+0004
Strömungsgeschw.2 in m/s:					
Reynolds-Zahl 2:					
Strömungsform:	turbulent		turbulent		turbulent
Rohrschüttigkeit in mm:	0,010		0,010		0,010
Rohrbewehrungszahl:	0,027		0,023		0,024
Zeta-Wert:	1,829		0,227		2,481
Zeta-Wert ab zw. Rohr:					18,547
Druckabz. ab zw. Rohr:					
Druckverlust in mbar:	0,087		0,020		0,098
Druckverlust in bar:	0,000		0,000		0,000
Summe der Druckverluste	6,193 mbar oder 0,006 bar				1,326
(Nr. 1 bis 11)					0,001

Berechnungsnummer:	9	10	11
Fördernetzmedium:	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.
Volumenstrom in m³/h:	157,700	178,700	190,700
Dichte in kg/m³:	0,900	0,900	0,900
Dyn. Viskos. in 10-6 kg/ms:	12,100	12,100	12,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533
Röhreleitungselemente/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 130,800 Rohrlänge L in m: 55,000	Rohrdurchmesser D in mm: 130,800 Rohrlänge L in m: 55,000	Rohrdurchmesser D in mm: 147,200 Rohrlänge L in m: 55,000
Strömungsgeschw. in m/s:	3,260	3,663	3,113
Reynolds-Zahl:	3,17E+0004	3,55E+0004	3,41E+0004
Strömungsgeschw.2 in m/s:			
Reynolds-Zahl 2:			
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrrauhigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010
Reibungszahl:	0,023	0,023	0,023
Zeta-Wert:	8,942	9,567	8,590
Druckv. abzw. Rohr mbar:			
Druckverlust in mbar:	0,428	0,576	0,375
Druckverlust in bar:	0,000	0,001	0,000
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 11)	6,153 mbar oder 0,006 bar		

20.4.8 Anschlussleitungen für die Standortentwicklung „Projekt 1“

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

Projekt1_Anschlussleitungen

Berechnungsnummer:	1	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.	2	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.	3	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.	4	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.
Fördermedium:	5.000	10,000	6,700	7,200				
Volumenstrom in m³/h:	0,900	0,900	0,900	0,900				
Dichte in kg/m³:	12,100	12,100	12,100	12,100				
Dyn. Viskos. in 10-6 kg/ms:								
Rohrbezeichnung:	A	Kunststoffohre aus PE hart DIN 19533						
Rohrleitungselemente/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 26,000	Rohrdurchmesser D in mm: 32,600	Rohrdurchmesser D in mm: 26,000	Rohrdurchmesser D in mm: 32,600	Rohrdurchmesser D in mm: 32,600			
Reynolds-Zahl:	5059	8070	6779	5810				
Strömungsgeschw. in m/s:	2,616	3,328	3,505	2,396				
Strömungsgeschw. 2 in m/s:	5059			5810				
Reynolds-Zahl 2:								
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent				
Röhrhöchigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010				
Rohreibungszahl:	0,038	0,033	0,035	0,036				
Zeta-Wert:	21,747	10,164	26,770	55,506				
Zeta-Wert abzw.Rohr:								
Druckv. abzw.Rohr mbar:								
Druckverlust in mbar:	0,670	0,507	1,481	1,435				
Druckverlust in bar:	0,001	0,001	0,001	0,001				
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 9)	10,224 mbar oder 0,010 bar							

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

Projekt1_An schlussleitungen

Berechnungsnummer:	5	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.	6	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.	7	Mischung (1,013 bar, 15 °C)gasf.	8
Fördernetzmedium:	38,000	30,000	40,000	19,000	19,000	19,000	19,000
Volumenstrom in m ³ /h:	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900
Dichte in kg/m ³ :	12,100	12,100	12,100	12,100	12,100	12,100	12,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533						
Röhreleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Rohrdurchmesser D in mm: 61,200	Rohrdurchmesser D in mm: 51,400	Rohrdurchmesser D in mm: 51,400			
Elementabmessungen:	Rohrlänge L in m: 65,000	Rohrlänge L in m: 15,000	Rohrlänge L in m: 35,000	Rohrlänge L in m: 35,000	Rohrlänge L in m: 105,000	Rohrlänge L in m: 105,000	Rohrlänge L in m: 105,000
Stromungsgeschw. in m/s:	3,588	2,833	2,833	3,777	2,544	2,544	2,544
Reynolds-Zahl:	1,63E+0004	1,29E+0004	1,29E+0004	1,72E+0004	9724	9724	9724
Stromungsgeschw.2 in m/s:							
Reynolds-Zahl 2:							
Stromungsform:	turbulent						
Rohrauhigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Rohreibungszahl:	0,028	0,029	0,029	0,027	0,031	0,031	0,031
Zeta-Wert:	29,244	7,153	7,153	15,553	64,158	64,158	64,158
Zeta-Wert abzw.Rohr:							
Druckv. abzw.Rohr mbar:							
Druckverlust in mbar:	1,696	0,258	0,258	0,999	1,869	1,869	1,869
Druckverlust in bar:	0,002	0,000	0,000	0,001	0,002	0,002	0,002
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 9)	10,224 mbar oder 0,010 bar						

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

Projekt1_Anchlussleitungen

Berechnungsnummer:	9
Fördernetzmedium:	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.
Volumenstrom in m³/h:	14,000
Dichte in kg/m³:	0,900
Dyn. Viskos. in 10^-6 kg/ms:	12,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Röhrdurchmesser D in mm: 51,400
	Röhrlänge L in m: 125,000
Strömungsgeschw. in m/s:	1,874
Reynolds-Zahl:	7165
Strömungsgeschw.2 in m/s:	
Reynolds-Zahl 2:	
Strömungsform:	turbulent
Rohrrauhigkeit in mm:	0,010
Rohreibungszahl:	0,034
Zeta-Wert:	82,798
Druckv. abzw. Rohr mbar:	
Druckverlust in mbar:	1,309
Druckverlust in bar:	0,001
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 9)	10,224 mbar oder 0,010 bar

C:\Programme\Software-Factory\Druckverlust 6.2\Projekt1_Anchlussleitungen.dru

Seite 3 von 3 - 04.05.2008

20.5 Innovativer Biogas-Einsatz

20.5.1 Hersteller bzw. Anbieter von gasbetriebenen Wärmepumpen

20.5.1.1 Absorptionstechnik

ROBUR GmbH

Gasabsorptionswärmepumpen umschaltbar

Kühlleistungen von 17 kW bis 92 kW

Wärmeleistungen von 32 kW bis 200 kW

Internet: <http://www.robur.com>

JCI Beteiligungs GmbH

Absorptionskältemaschinen mit Kühlleistungen von 35 kW bis mehreren MW für Industriekälteanlagen.

Internet: <http://www.johnsoncontrols.at>

TRANE Klima- und Kältetechnisches Büro GmbH

Absorptionskältemaschinen mit Kühlleistungen von 400 kW bis 6000 kW für Industriekälteanlagen.

Internet: www.trane-muenchen.de

20.5.1.2 Gaskompressionsgeräte

Alfred Kaut GmbH + Co.

Gasbetriebene Kompressionswärmepumpen für Heizen, Kühlen bzw. auch 3-Leiter Netze

Kühlleistungen von 22 kW bis 71 kW

Wärmeleistungen von 26 kW bis 80 kW

Internet: <http://www.kaut.de>

BerndtEnerSys

Gasbetriebene Kompressionswärmepumpen für Heizen, Kühlen

Kühlleistungen von 14 kW bis 72 kW

Wärmeleistungen von 18 kW bis 85 kW

Internet: <http://www.aisin.de>

20.6 Gasbeimischung

20.6.1 Hersteller von Gasmischsanlagen

L+T GASETECHNIK Klöpper-Waldmann GmbH & Co. KG

Martener Str. 535

D-44379 Dortmund

Tel.: +49 (0)231 / 961070-0

Fax: +49 (0)231 / 613844

mail@lt-gasetechnik.de

www.lt-gastechnik.de

THEISEN Versorgungstechnik GmbH

Deipenbrook 17

D-48607 Ochtrup

Tel.: +49 (0) 25 53 / 97 01 - 0

Fax: +49 (0)25 53 / 97 01 - 24

info@theisen-gmbh.de

www.theisen-gmbh.de

WITT- GASETECHNIK GmbH & Co KG

Salinger Feld 4-8

D-58454 Witten

Tel. +49 (0) 23 02 8901- 0

Fax +49 (0) 23 02 8901- 3

witt@wittgas.com

www.wittgas.com

ASKI Gasetechnik GmbH

Ernst-Gremler-Straße 18

D-58239 Schwerte

Tel.: +49 (0) 23 04 94070- 0

Fax: +49 (0) 23 04 94070- 29

info@aski-gasetechnik.de

www.aski-gasetechnik.de

20.7 Rechtliche Rahmenbedingungen für den Bau und den Betrieb eines Biogas-Mikronetzes

20.7.1 Genehmigungs- und Anzeigepflicht für ortsfeste Behandlungsanlagen (§ 37 AWG 2002)

- (1) Die Errichtung, der Betrieb und die wesentliche Änderung von ortsfesten Behandlungsanlagen bedarf der Genehmigung der Behörde.
- (2) Der Genehmigungspflicht gemäß Abs. 1 unterliegen nicht
 1. Behandlungsanlagen zur ausschließlichen stofflichen Verwertung von nicht gefährlichen Abfällen, sofern sie der Genehmigungspflicht gemäß den §§ 74 ff GewO 1994 unterliegen,
 2. Behandlungsanlagen zur Vorbehandlung (Vorbereitung für die stoffliche Verwertung) von nicht gefährlichen Abfällen, sofern diese Behandlungsanlagen im unmittelbaren örtlichen Zusammenhang mit einer in Z 1 genannten Behandlungsanlage stehen und der Genehmigungspflicht gemäß den §§ 74 ff GewO 1994 unterliegen,
 3. Behandlungsanlagen zur ausschließlichen stofflichen Verwertung von im eigenen Betrieb anfallenden Abfällen, sofern sie der Genehmigungspflicht gemäß den §§ 74 ff GewO 1994 unterliegen,
 4. Verbrennungs- oder Mitverbrennungsanlagen zur thermischen Verwertung für nicht gefährliche Abfälle mit einer thermischen Leistung bis zu 2,8 Megawatt, sofern sie der Genehmigungspflicht gemäß den §§ 74 ff GewO 1994 unterliegen,
 5. Lager für Abfälle, die der Genehmigungspflicht gemäß den §§ 74 ff GewO 1994, gemäß dem Mineralrohstoffgesetz oder gemäß dem Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen (EG-K), BGBI. I Nr. 150/2004, unterliegen,
 6. Anlagen privater Haushalte, in denen zulässigerweise die im Haushalt anfallenden Abfälle behandelt werden,
 7. Anlagen, die im Zusammenhang mit einer wasserrechtlich bewilligten Abwassereinleitung der Reinigung der in der öffentlichen Kanalisation gesammelten Abwässer dienen, wenn
 - a) in diesen Anlagen ausschließlich Abfälle eingesetzt werden, die
 - aa) beim Betrieb dieser Kanalisation oder beim anschließenden Abwasserreinigungsprozess anfallen,

- bb) beim Betrieb einer anderen Kanalisation oder beim anschließenden Abwasserreinigungsprozess anfallen, sofern vergleichbare Abwässer abgeleitet und gereinigt werden, zB Abfälle aus klärtechnischen Einrichtungen, oder
- cc) in ihrer Zusammensetzung und in ihren Eigenschaften nach mit den kommunalen Abwässern vergleichbar sind, z.B. Senkgrubeninhalte, und
- b) der Einsatz dieser Abfälle wasserrechtlich bewilligt ist.
- (3) Folgende Behandlungsanlagen und Änderungen einer Behandlungsanlage sind nach dem vereinfachten Verfahren (§ 50) zu genehmigen:
1. Deponien, in denen ausschließlich Bodenaushub- und Abraummateriale, welches durch Ausheben oder Abräumen von im Wesentlichen natürlich gewachsenem Boden oder Untergrund anfällt, abgelagert werden, sofern das Gesamtvolumen der Deponie unter 100 000 m³ liegt;
 2. Verbrennungs- oder Mitverbrennungsanlagen zur thermischen Verwertung für nicht gefährliche Abfälle mit einer thermischen Leistung bis zu 2,8 Megawatt;
 3. sonstige Behandlungsanlagen für nicht gefährliche Abfälle, ausgenommen Deponien, mit einer Kapazität von weniger als 10 000 Tonnen pro Jahr;
 4. a) Behandlungsanlagen zur Zerlegung von Altfahrzeugen,
b) Behandlungsanlagen zur Zerlegung von Elektro- und Elektronikgeräten, die gefährliche Abfälle darstellen,
c) Lager von gefährlichen Abfällen mit einer Kapazität von weniger als 1 000 Tonnen pro Jahr und
 5. eine Änderung, die nach den gemäß § 38 mitanzuwendenden Vorschriften oder nach dem Baurecht des jeweiligen Bundeslandes genehmigungspflichtig ist und keine wesentliche Änderung darstellt.
- (4) Folgende Maßnahmen sind – sofern nicht eine Genehmigungspflicht gemäß Abs. 1 oder 3 vorliegt – der Behörde anzusegnen:
1. eine Änderung zur Anpassung an den Stand der Technik;
 2. die Behandlung oder Lagerung zusätzlicher Abfallarten;
 3. der Ersatz von Maschinen, Geräten oder Ausstattungen durch in den Auswirkungen gleichartige Maschinen, Geräte oder Ausstattungen;
 4. sonstige Änderungen, die nachteilige Auswirkungen auf den Menschen oder die Umwelt haben können;

5. eine Unterbrechung des Betriebs;
 6. der Verzicht auf das Recht, bestimmte genehmigte Abfallarten zu behandeln, oder die Einschränkung der genehmigten Kapazität;
 7. die Auflösung der Behandlungsanlage oder eines Anlagenteils oder die Stilllegung der Deponie oder eines Teilbereichs der Deponie;
 8. sonstige Änderungen, die nach den gemäß § 38 mitanzuwendenden Vorschriften oder nach dem Baurecht des jeweiligen Bundeslandes anzeigenpflichtig sind.
- (5) Der Antragsteller kann für Maßnahmen gemäß Abs. 3 oder 4 eine Genehmigung gemäß Abs. 1 beantragen.

20.7.2 § 2 der Gewerbeordnung 1994

- (1) Dieses Bundesgesetz ist - unbeschadet weiterer ausdrücklich angeordneter Ausnahmen durch besondere bundesgesetzliche Vorschriften - auf die in den nachfolgenden Bestimmungen angeführten Tätigkeiten nicht anzuwenden:
 1. die Land- und Forstwirtschaft (Abs. 2 und 3);
 2. die Nebengewerbe der Land- und Forstwirtschaft (Abs. 4);
 3. die Vermittlung von im Abs. 4 Z 4 bis 8 angeführten Leistungen durch Vereine im Sinne des Vereinsgesetzes 1951, BGBl. Nr. 233, deren satzungsgemäßer Zweck diese Vermittlungstätigkeit umfasst, zwischen ihren Mitgliedern;
 4. die nachstehenden Tätigkeiten land- und forstwirtschaftlicher Erwerbs- und Wirtschaftsgenossenschaften nach Maßgabe des Abs. 7, soweit der Geschäftsbetrieb dieser Genossenschaften im Wesentlichen der Förderung des Erwerbes oder der Wirtschaft ihrer Mitglieder dient:
 - a) der Betrieb von Sägen, Mühlen, Molkereien, Brennereien, Keltereien und sonstigen nach altem Herkommen üblichen Zweigen der Verarbeitung land- und forstwirtschaftlicher Erzeugnisse;
 - b) die Vermittlung des Einkaufs und Verkaufes sowie die Versteigerung von Zuchtvieh;
 - c) der Verkauf unverarbeiteter pflanzlicher Erzeugnisse - ausgenommen Getreide und Kartoffeln - sowie von Ferkeln, Fischen, Geflügel, Eiern und Honig, auch im Wege der Versteigerung;
 - d) der im Zusammenhang mit den Tätigkeiten gemäß lit. c vorgenommene Einkauf von Verpackungen und Umhüllungen für die von der lit. c erfassten Erzeugnisse;
 - e) die Züchtung, Vermehrung, Bearbeitung, Verwertung und Beschaffung von Saatgut;
 - f) die Nutzung von land- und forstwirtschaftlichen Grundstücken und ortsfesten land- und forstwirtschaftlichen Betriebseinrichtungen, sofern diese Tätigkeit der Hervorbringung und Gewinnung pflanzlicher Erzeugnisse (Abs. 3 Z 1) oder dem Halten von Nutztieren (Abs. 3 Z 2) dient, sowie die Nutzung von Kuhlanlagen, diese jedoch nur für den Eigenverbrauch der Mitglieder;

- g) die Wahrnehmung der Rechte der Mitglieder hinsichtlich der Ausübung von Nutzungsrechten im Sinne des Grundsatzgesetzes 1951 über die Behandlung der Wald- und Weidenutzungsrechte sowie besonderer Felddienstbarkeiten, BGBl. Nr. 103;
- h) (Anm.: aufgehoben durch BGBl. I Nr. 111/2002)
5. den Buschenschank (Abs. 9);
 6. den Bergbau (Abs. 10);
 7. die literarische Tätigkeit, die Ausübung der schönen Künste (Abs. 11) sowie die Ausübung des Selbstverlages der Urheber;
 8. die gegen Stunden- oder Taglohn oder gegen Werksentgelt zu leistenden Verrichtungen einfacher Art;
 9. die nach ihrer Eigenart und ihrer Betriebsweise in die Gruppe der häuslichen Nebenbeschäftigte fallenden und durch die gewöhnlichen Mitglieder des eigenen Haushandes betriebenen Erwerbszweige;
 10. die zur Berufsausübung zählenden und in deren Rahmen vorgenommenen Tätigkeiten der Rechtsanwälte, Notare, Verteidiger in Strafsachen, Ziviltechniker, Patentanwälte, Versicherungstechniker, Wirtschaftstreuhänder, Bilanzbuchhalter, Personalverrechner, Buchhalter und Börsensensale, den Betrieb von autorisierten Untersuchungs-, Erprobungs- und Materialprüfungsanstalten und den Betrieb von akkreditierten (zugelassenen) Prüf-, Überwachungs- und Zertifizierungsstellen und von öffentlichen Wäg- und Messanstalten sowie die Tätigkeiten sonstiger Personen oder Anstalten, die von der Behörde hiefür besonders bestellt und in Pflicht genommen wurden, die Revision und die damit im Zusammenhang ausgeübte Beratung von Erwerbs- und Wirtschaftsgenossenschaften und ihnen gleichgestellten Vereinen, alle Auswanderungsgeschäfte;
 11. die Ausübung der Heilkunde, der Psychotherapie und des psychologischen Berufes im Bereich des Gesundheitswesens, die zur Berufsausübung zählenden und in deren Rahmen vorgenommenen Tätigkeiten der Dentisten, Hebammen, der Tierärzte sowie der Apotheker, die Krankenpflegefachdienste, die medizinisch-technischen Dienste sowie die Sanitätshilfsdienste, den Betrieb von Kranken- und Kuranstalten, die in Anstalten zur Wiederherstellung der Arbeitsfähigkeit oder im Rahmen von Rehabilitationsprogrammen öffentlich-rechtlicher Körperschaften zu leistenden gewerblichen Arbeiten;
 12. die Ausübung der Erwerbszweige des Privatunterrichtes und der Erziehung und den Betrieb jener Anstalten, die diesen Aufgaben dienen, ferner die gewerblichen Arbeiten von öffentlichen Schulen oder mit dem Öffentlichkeitsrecht ausgestatteten Privatschulen;
 13. die gewerblichen Arbeiten von Anstalten, die von öffentlichen Wohlfahrts- und Fürsorgeeinrichtungen betrieben werden, ferner von geschützten Werkstätten im Rahmen der Behindertenhilfe sowie von Anstalten für den Vollzug von Freiheitsstrafen und von mit Freiheitsentzug verbundenen vorbeugenden Maßnahmen;
 14. den Betrieb von Bankgeschäften einschließlich der nach dem Wertpapieraufsichtsgesetz 2007 erbrachten Dienstleistungen mit Ausnahme der Tätigkeiten eines vertraglich gebundenen Vermittlers gemäß § 1 Z 20 oder eines Finanzdienstleistungsas-

- sistenten gemäß § 2 Abs. 1 Z 15 des Wertpapieraufsichtsgesetzes 2007 (WAG 2007), BGBI. I Nr. 60/2007, den Betrieb von Versicherungsunternehmen sowie den Betrieb von Pensionskassen. Soweit das BWG nicht besondere Regelungen vorsieht, gelten für die Ausübung der Versicherungsvermittlung durch Kreditinstitute die Bestimmungen dieses Bundesgesetzes, ausgenommen die Bestimmungen über Betriebsanlagen;
15. den Betrieb von Eisenbahnunternehmen und von deren Hilfseinrichtungen sowie deren Hilfstätigkeiten einschließlich des Betriebes von Seilbahnen im Sinne des Seilbahngesetzes 2003, BGBI. I Nr. 103, im Falle der Gegenseitigkeit die Bewirtschaftung von Speisewagen und Schlafwagen in- und ausländischer Eisenbahnunternehmen durch ausländische Unternehmen bei Fahrten vom Ausland aus durch Österreich oder vom Ausland aus nach Österreich oder umgekehrt, den Betrieb von Schiffahrtsunternehmen mit Wasserfahrzeugen, im Falle der Gegenseitigkeit die Bewirtschaftung von Schiffsrestaurants und -buffets auf Wasserfahrzeugen ausländischer Schiffahrtsunternehmen durch ausländische Unternehmen bei Fahrten vom Ausland aus durch Österreich oder vom Ausland aus nach Österreich oder umgekehrt, den Betrieb von Fähren (Überfuhren) und von Kraftfahrliniunternehmen;
 16. den Betrieb von Luftverkehrsunternehmen (Luftbeförderungsunternehmen und Luftfahrzeug-Vermietungsunternehmen), von Zivilflugplatzunternehmen sowie von Hilfsbetrieben der Luftbeförderungs- und Zivilflugplatzunternehmen;
 17. den Betrieb von Theatern und Lichtspieltheatern und von Unternehmen öffentlicher Belustigungen und Schaustellungen aller Art, musikalische und literarische Darbietungen;
 18. die Herausgabe, das Herstellen und das Verbreiten periodischer Druckwerke durch das Medienunternehmen des Medieninhabers sowie den Kleinverkauf solcher Druckwerke;
 19. die Tätigkeit der Berg- und Schiffführer;
 20. der Betrieb von Elektrizitätsunternehmen (§ 7 Z 8 EIWOG) und jenen Erdgasunternehmen (§ 6 Z 13 GWG), die nicht Erdgashändler (§ 6 Z 10 GWG) sind;
 21. die unter das Schieß- und Sprengmittelgesetz fallenden Erzeugungs-, Verarbeitungs- und Verkaufstätigkeiten;
 22. die Vermittlung und den Abschluß von Wetten aus Anlass sportlicher Veranstaltungen (Tätigkeit der Totalisatoren und Buchmacher);
 23. die vom Arbeitsmarktservice oder gemeinnützigen Einrichtungen durchgeföhrte Arbeitsvermittlung und Berufsberatung;
 24. den Betrieb der dem Bund zustehenden Monopole und Regalien sowie die Erzeugung von Blatternimpfstoff;
 25. die Verabreichung von Speisen und der Ausschank von Getränken im Rahmen und Umfang von Veranstaltungen im Sinne des § 5 Z 12 des Körperschaftsteuergesetzes 1988 durch Körperschaften des öffentlichen Rechtes sowie sonstige juristische Personen, die im Sinne der §§ 34 ff BAO gemeinnützig, mildtätig oder kirchlich tätig sind, und durch deren Dienststellen. Diese Veranstalter haben § 112 Abs. 4 und 5 und § 114 sowie die einschlägigen gesundheits-, lebensmittel-, wasser- und abfallrechtlichen Vorschriften einzuhalten.

- (2) Die Ausnahme der Land- und Forstwirtschaft von den Bestimmungen dieses Bundesgesetzes (Abs. 1 Z 1) gilt nicht für die Bestimmungen des § 53 Abs. 5 und § 367 Z 19.
- (3) Zur Land- und Forstwirtschaft im Sinne dieses Bundesgesetzes (Abs. 1 Z 1) gehören
1. die Hervorbringung und Gewinnung pflanzlicher Erzeugnisse mit Hilfe der Naturkräfte, einschließlich des Wein- und Obstbaues, des Gartenbaues und der Baumschulen; hinsichtlich des Weinbaues ferner der Zukauf von höchstens 1 500 l aus dem EWR stammenden Wein oder 2 000 kg aus dem EWR stammenden Trauben pro Hektar bewirtschafteter Betriebsfläche und Kalender-jahr; im Bundesland Steiermark der Zukauf von höchstens 3 000 kg Trauben pro Hektar bewirtschafteter Betriebsfläche und Kalenderjahr, die insgesamt aus demselben Weinbaugebiet (§ 25 Abs. 3 des Weingesetzes 1985) stammen, in dem der Betrieb gelegen ist; hinsichtlich aller Betriebszweige mit Ausnahme des Weinbaues ferner der Zukauf von aus dem EWR stammenden Erzeugnissen des jeweiligen Betriebszweiges, wenn deren Einkaufswert nicht mehr als 25 vH des Verkaufswertes aller Erzeugnisse des jeweiligen Betriebszweiges beträgt; hinsichtlich aller Betriebszweige ferner der Zukauf von aus dem EWR stammenden Erzeugnissen des jeweiligen Betriebszweiges im ernteausfalls-bedingten Umfang;
 2. das Halten von Nutztieren zur Zucht, Mästung oder Gewinnung tierischer Erzeugnisse;
 3. Jagd und Fischerei.
- (3a) Der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit hat im Einvernehmen mit dem Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, dem Bundesminister für soziale Sicherheit und Generationen und dem Bundesminister für Finanzen durch Verordnung festzulegen, welche von Land- und Forstwirten hergestellten Produkte der land- und forstwirtschaftlichen Urproduktion zugehörig sind. Dabei ist vom alten Herkommen, der langjährigen Übung, der Abnehmererwartung hinsichtlich Angebotsform und -zustand des Produktes, der sich wandelnden Auffassung über eine Vermarktungsfähigkeit und den Erfordernissen einer Sicherung der Nahversorgung im ländlichen Raum auszugehen.
- (4) Unter Nebengewerbe der Land- und Forstwirtschaft im Sinne dieses Bundesgesetzes (Abs. 1 Z 2) sind zu verstehen:
1. die Verarbeitung und Bearbeitung überwiegend des eigenen Naturproduktes unter der Voraussetzung, dass der Charakter des jeweiligen Betriebes als land- und forstwirtschaftlicher Betrieb gewahrt bleibt; die Be- und Verarbeitung kann auch durch einen befugten Gewerbetreibenden im Lohnverfahren erfolgen; der Wert der allenfalls mitverarbeiteten Erzeugnisse muss gegenüber dem Wert des bearbeiteten oder verarbeiteten Naturproduktes untergeordnet sein;
 2. das Verarbeiten von Wein zu Sekt (Obstschaumwein), wenn dies durch einen gewerblich befugten Schaumweinerzeuger im Lohnverfahren erfolgt;
 3. der Abbau der eigenen Bodensubstanz;
 4. Dienstleistungen, ausgenommen Fuhrwerksdienste (Z 5 und 6), mit land- und forstwirtschaftlichen Betriebsmitteln, die im eigenen Betrieb verwendet werden, für andere land- und forstwirtschaftliche Betriebe in demselben oder einem angrenzenden Verwaltungsbezirk; mit Mähdreschern vorgenommene Dienstleistungen nur für landwirtschaft-

- liche Betriebe in demselben Verwaltungsbezirk oder in einer an diesen Verwaltungsbezirk angrenzenden Ortsgemeinde; Dienstleistungen
- a) zur Kulturpflege im ländlichen Raum (Mähen von Straßenrändern und -böschungen sowie von öffentlichen Grünflächen, Pflege von Biotopen, Kulturpflege der Rasenflächen von Sportanlagen, Stutzen von Hecken im Zusammenhang mit den vorstehend angeführten Tätigkeiten, Abtransport des bei diesen Tätigkeiten anfallenden Mähgutes usw.),
 - b) zur Verwertung von organischen Abfällen (Sammeln und Kompostieren von fremden, kompostierbaren Abfällen mit den in der Land- und Forstwirtschaft üblichen Methoden),
 - c) für den Winterdienst (Schneeräumung, einschließlich Schneetransport und Streuen von Verkehrsfächern, die hauptsächlich der Erschließung land- und forstwirtschaftlich genutzter Grundflächen dienen);
5. Fuhrwerksdienste mit hauptsächlich im eigenen land- und forstwirtschaftlichen Betrieb verwendeten selbstfahrenden Arbeitsmaschinen, Zugmaschinen, Motor-karren und Transportkarren, die ihrer Leistungsfähigkeit nach den Bedürfnissen des eigenen land- und forstwirtschaftlichen Betriebes entsprechen, für andere land- und forstwirtschaftliche Betriebe in demselben Verwaltungsbezirk oder in einer an diesen Verwaltungsbezirk angrenzenden Ortsgemeinde zur Beförderung von land- und forstwirtschaftlichen Erzeugnissen, von Gütern zur Bewirtschaftung land- und forstwirtschaftlich genutzter Grundstücke oder von Gütern, die der Tierhaltung dienen, zwischen Wirtschaftshöfen und Betriebsgrundstücken oder zwischen diesen und der nächstgelegenen Abgabe-, Übernahme-, Verarbeitungs- oder Verladestelle;
 6. Fuhrwerksdienste mit anderen als Kraftfahrzeugen sowie das Vermieten und Einstellen von Reittieren;
 7. das Vermieten von land- und forstwirtschaftlichen Betriebsmitteln, die im eigenen land- und forstwirtschaftlichen Betrieb verwendet werden, an andere land- und forstwirtschaftliche Betriebe in demselben oder in einem angrenzenden Verwaltungsbezirk für andere als Beförderungszwecke;
 8. das Vermieten von land- und forstwirtschaftlichen Betriebsmitteln, die im eigenen land- und forstwirtschaftlichen Betrieb verwendet werden, an andere land- und forstwirtschaftliche Betriebe in demselben Verwaltungsbezirk oder in einer an diesen Verwaltungsbezirk angrenzenden Ortsgemeinde für Beförderungszwecke im Umfang der Z 5,
 9. der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung und Lieferung von Wärme aus Biomasse mit einer Brennstoffwärmleistung bis einschließlich vier MW durch natürliche Personen, Gesellschaften bürgerlichen Rechts oder land- und forstwirtschaftlichen Erwerbs- und Wirtschaftsgenossenschaften, wenn in dem betreffenden Gebiet im Zeitpunkt des Einlangens des Ansuchens gemäß § 353 bei der Behörde keine leitungsgebundenen Energieträger, ausgenommen elektrische Energie, vorhanden sind. Der Landeshauptmann kann für bestimmte örtlich begrenzte Gebiete, in denen leitungsgebundene Energieträger vorhanden sind, durch Verordnung festlegen, dass solche Anlagen diesem Bundesgesetz nicht unterliegen, wenn dies im Interesse einer ökologisch sinnvollen

- len Nutzung von Energie und im Interesse der Verbesserung der Energieversorgung der in dem betreffenden Gebiet ansässigen Bevölkerung liegt,
10. die Verabreichung und das Ausschenken selbsterzeugter Produkte sowie von ortsüblichen, in Flaschen abgefüllten Getränken im Rahmen der Almbewirtschaftung.
- (5) Werden für ein land- und forstwirtschaftliches Nebengewerbe Anlagen eingesetzt, die weder für den Betrieb der Land- und Forstwirtschaft im Sinne des Abs. 1 Z 1 noch für den Betrieb von Nebengewerben, die bis zum Inkrafttreten des Bundesgesetzes BGBI. I Nr. 63/1997 als land- und forstwirtschaftliches Nebengewerbe anerkannt sind, verwendet werden, gelten für diese Anlagen die Bestimmungen über die Betriebsanlagen und die zusammenhängenden Bestimmungen dieses Bundesgesetzes (§§ 74 bis 84h, 333 bis 338, 353 bis 360, 362, 366 bis 369 und 371 bis 373); dies aber nur unter der Voraussetzung, dass der Kapitaleinsatz zur Bearbeitung und Verarbeitung im Vergleich zum Kapitaleinsatz, der im Rahmen der Land- und Forstwirtschaft (Abs. 1 Z 1) erfolgt, unverhältnismäßig hoch ist oder wenn fremde Arbeitskräfte überwiegend für die Be- und Verarbeitung der Naturprodukte beschäftigt werden.
- (6) (Anm.: aufgehoben durch BGBI. Nr. 691/1995)
- (7) Wird eine der im Abs. 1 Z 4 lit. a bis c angeführten Tätigkeiten gemeinsam mit einer den Bestimmungen dieses Bundesgesetzes unterworfenen Tätigkeit ausgeübt, so unterliegt die land- und forstwirtschaftliche Erwerbs- und Wirtschaftsgenossenschaft auch hinsichtlich der Tätigkeiten gemäß Abs. 1 Z 4 lit. a bis d den Bestimmungen dieses Bundesgesetzes.
- (8) Die Ausnahme von Tätigkeiten land- und forstwirtschaftlicher Erwerbs- und Wirtschaftsgenossenschaften von den Bestimmungen dieses Bundesgesetzes (Abs. 1 Z 4) gilt nicht für die Bestimmungen über das Feilbieten im Umherziehen, die Bestimmungen über das Sammeln und die Entgegennahme von Bestellungen, die Schutzbestimmungen und die Bestimmungen über die Betriebsanlagen (§§ 53 bis 62, §§ 69 bis 84h, 333 bis 338, 353 bis 360, 362, 366 bis 369 und 371 bis 373).
- (9) Unter Buschenschank im Sinne dieses Bundesgesetzes (Abs. 1 Z 5) ist der buschenschankmäßige Ausschank von Wein und Obstwein, von Trauben- und Obstmost und von Trauben- und Obstsaft sowie von selbstgebrannten geistigen Getränken durch Besitzer von Wein- und Obstgärten, soweit es sich um deren eigene Erzeugnisse handelt, zu verstehen; im Rahmen des Buschenschankes ist auch die Verabreichung von kalten Speisen und der Ausschank von Mineralwasser und kohlensäurehaltigen Getränken zulässig, jedoch nur unter der Voraussetzung, dass diese Tätigkeiten dem Herkommen im betreffenden Bundesland in Buschenschenken entsprechen. Die Verabreichung von warmen Speisen auf Grund dieser Ausnahmebestimmung ist nicht zulässig. Die Buschenschankbetreiber haben den § 114 einzuhalten.
- (10) Inwieweit der Bergbau (Abs. 1 Z 6) vom Anwendungsbereich dieses Bundesgesetzes ausgenommen ist, ergibt sich aus den bergrechtlichen Vorschriften.
- (11) Unter Ausübung der schönen Künste im Sinne dieses Bundesgesetzes (Abs. 1 Z 7) ist die eigenschöpferische Tätigkeit in einem Kunstzweig zu verstehen. Die Restau-

rierung von Kunstwerken ist dann Ausübung der schönen Künste, wenn für die Wiederherstellung eine nachgestaltende künstlerische Fähigkeit erforderlich ist.

- (12) Auf die Anlagen der dem Bund zustehenden Monopole und Regalien sowie zur Erzeugung von Blatternimpfstoff (Abs. 1 Z 24) finden - sofern andere Rechtsvorschriften keine diesbezüglichen Bestimmungen enthalten - die Bestimmungen über die Betriebsanlagen und die damit zusammenhängenden Bestimmungen dieses Bundesgesetzes (§§ 74 bis 84h, 333 bis 338, 353 bis 360, 362, 366 bis 369 und 371 bis 373) Anwendung.
- (13) Für in den Anwendungsbereich dieses Bundesgesetzes fallende Tätigkeiten, die ohne die erforderliche Gewerbeberechtigung ausgeübt werden, gelten die die Ausübung dieser Tätigkeit regelnden Vorschriften dieses Bundesgesetzes oder von auf Grund dieses Bundesgesetzes erlassenen Verordnungen sinngemäß. Normen der kollektiven Rechtsgestaltung, die für Arbeitsverhältnisse zu Arbeit-Gebbern gelten, welche ihre Tätigkeiten auf Grund von Gewerbeberechtigungen ausüben, haben auch für Arbeitsverhältnisse zu jenen Arbeitgebern Geltung, welche diese Tätigkeiten ohne die erforderliche Gewerbeberechtigung ausüben.
- (14) Die Ausnahme der in Abs. 1 angeführten Tätigkeiten von diesem Bundesgesetz gilt nicht für Tätigkeiten, wodurch Waren (§ 69 Abs. 1) oder Maschinen, Geräte, Ausrüstungen oder deren Teile und Zubehör (§ 71), von denen wegen der Bauart oder Wirkungsweise Gefahren für das Leben oder die Gesundheit der Benutzer herbeigeführt werden können und für die Verordnungen über das Inverkehrbringen und über grundlegende Sicherheitsanforderungen erlassen wurden, in Verkehr gebracht werden, auch wenn sie für den Eigengebrauch erzeugt, zusammengefügt oder eingeführt werden.
- (15) Wird eine ausländische Reisegesellschaft von einem befugten Reisebetreuer (Reiseleiter) aus dem Ausland dauernd in der Weise begleitet, dass der Reisebetreuer (Reiseleiter) die Gruppe durchgehend vom ausländischen Ausgangspunkt der Reise bis zum ausländischen Endpunkt der Reise betreut, ist auf dessen Tätigkeit als Reisebetreuer dieses Bundesgesetz nicht anzuwenden.
- (16) Auf Anlagen zur Erzeugung oder Verarbeitung von Schieß- und Sprengmitteln im Sinne des § 1 Abs. 1 des Schieß- und Sprengmittelgesetzes, BGBl. Nr. 196/1935, die die Kriterien der Z 4.6 der Anlage 3 zu diesem Bundesgesetz erfüllen oder in denen in der Anlage 5 zu diesem Bundesgesetz genannte gefährliche Stoffe mindestens in einer im § 84a Abs. 2 angeführten Menge vorhanden sind, sowie auf Anlagen zur Lagerung von Schieß- und Sprengmitteln, in denen in der Anlage 5 zu diesem Bundesgesetz genannte gefährliche Stoffe mindestens in einer im § 84a Abs. 2 angeführten Menge vorhanden sind, finden die Bestimmungen über die Betriebsanlagen und die damit zusammenhängenden Bestimmungen dieses Bundesgesetzes (§§ 74 bis 84h, 333 bis 338, 353 bis 360, 362, 366 und 371 bis 373) Anwendung. Auf diese Anlagen sind die Bestimmungen des Schieß- und Sprengmittelrechts unbeschadet des § 376 Z 48 nicht anzuwenden.

20.7.3 Gegenstand der Umweltverträglichkeitsprüfung (§ 3 UVP-G 2000)

- (1) Vorhaben, die in Anhang 1 angeführt sind, sowie Änderungen dieser Vorhaben sind nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu unterziehen. Für Vorhaben, die in Spalte 2 und 3 des Anhanges 1 angeführt sind, ist das vereinfachte Verfahren durchzuführen. Im vereinfachten Verfahren sind § 3a Abs. 2, § 6 Abs. 1 Z 1 lit. d bis f, § 7 Abs. 2, § 12, § 13 Abs. 2, § 16 Abs. 2, § 20 Abs. 5 und § 21 nicht anzuwenden, stattdessen sind die Bestimmungen des § 3a Abs. 3, § 7 Abs. 3, § 12a und § 19 Abs. 2 anzuwenden.
- (2) Bei Vorhaben des Anhanges 1, die die dort festgelegten Schwellenwerte nicht erreichen oder Kriterien nicht erfüllen, die aber mit anderen Vorhaben in einem räumlichen Zusammenhang stehen und mit diesen gemeinsam den jeweiligen Schwellenwert erreichen oder das Kriterium erfüllen, hat die Behörde im Einzelfall festzustellen, ob auf Grund einer Kumulierung der Auswirkungen mit erheblichen schädlichen, belästigenden oder belastenden Auswirkungen auf die Umwelt zu rechnen und daher eine Umweltverträglichkeitsprüfung für das geplante Vorhaben durchzuführen ist. Eine Einzelfallprüfung ist nicht durchzuführen, wenn das beantragte Vorhaben eine Kapazität von weniger als 25 % des Schwellenwertes aufweist. Bei der Entscheidung im Einzelfall sind die Kriterien des Abs. 4 Z 1 bis 3 zu berücksichtigen, Abs. 7 ist anzuwenden. Die Umweltverträglichkeitsprüfung ist im vereinfachten Verfahren durchzuführen.
- (3) Wenn ein Vorhaben einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu unterziehen ist, sind die nach den bundes- oder landesrechtlichen Verwaltungsvorschriften, auch soweit sie im eigenen Wirkungsbereich der Gemeinde zu vollziehen sind, für die Ausführung des Vorhabens erforderlichen materiellen Genehmigungsbestimmungen von der Behörde (§ 39) in einem konzentrierten Verfahren mit anzuwenden (konzentriertes Genehmigungsverfahren).
- (4) Bei Vorhaben, für die in Spalte 3 des Anhanges 1 ein Schwellenwert in bestimmten schutzwürdigen Gebieten festgelegt ist, hat die Behörde bei Zutreffen dieses Tatbestandes im Einzelfall zu entscheiden, ob zu erwarten ist, dass unter Berücksichtigung des Ausmaßes und der Nachhaltigkeit der Umweltauswirkungen der schützenswerte Lebensraum (Kategorie B des Anhanges 2) oder der Schutzzweck, für den das schutzwürdige Gebiet (Kategorien A, C, D und E des Anhanges 2) festgelegt wurde, wesentlich beeinträchtigt wird. Bei dieser Prüfung sind schutzwürdige Gebiete der Kategorien A, C, D oder E des Anhanges 2 nur zu berücksichtigen, wenn sie am Tag der Einleitung des Verfahrens ausgewiesen oder in die Liste der Gebiete mit gemeinschaftlicher Bedeutung (Kategorie A des Anhanges 2) aufgenommen sind. Ist mit einer solchen Beeinträchtigung zu rechnen, ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen. Abs. 7 (Feststellungsverfahren) ist anzuwenden. Bei der Entscheidung im Einzelfall hat die Behörde folgende Kriterien zu berücksichtigen:

1. Merkmale des Vorhabens (Größe des Vorhabens, Kumulierung mit anderen Vorhaben, Nutzung der natürlichen Ressourcen, Abfallerzeugung, Umweltverschmutzung und Belastigungen, Unfallrisiko),
 2. Standort des Vorhabens (ökologische Empfindlichkeit unter Berücksichtigung bestehender Landnutzung, Reichtum, Qualität und Regenerationsfähigkeit der natürlichen Ressourcen des Gebietes, Belastbarkeit der Natur),
 3. Merkmale der potentiellen Auswirkungen des Vorhabens auf die Umwelt (Ausmaß der Auswirkungen, grenzüberschreitender Charakter der Auswirkungen, Schwere und Komplexität der Auswirkungen, Wahrscheinlichkeit von Auswirkungen, Dauer, Häufigkeit und Reversibilität der Auswirkungen) sowie Veränderung der Auswirkungen auf die Umwelt bei Verwirklichung des Vorhabens im Vergleich zu der Situation ohne Verwirklichung des Vorhabens. Bei Vorhaben der Spalte 3 des Anhanges 1 ist die Veränderung der Auswirkungen im Hinblick auf das schutzwürdige Gebiet maßgeblich.
- (4a) Bei Vorhaben, für die in Spalte 3 des Anhanges 1 andere als in Abs. 4 genannte besondere Voraussetzungen festgelegt sind, hat die Behörde bei Zutreffen dieser Voraussetzungen unter Anwendung des Abs. 7 im Einzelfall festzustellen, ob durch das Vorhaben mit erheblichen schädlichen oder belastenden Auswirkungen auf die Umwelt im Sinn des § 1 Abs. 1 Z 1 zu rechnen ist. Stellt sie solche fest, ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem vereinfachten Verfahren durchzuführen.
- (5) Der Bundesminister/die Bundesministerin für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft kann mit Verordnung nähere Einzelheiten über die Durchführung der Einzelfallprüfung gemäß Abs. 4 und gemäß § 3a Abs. 1 Z 2 sowie Abs. 2 und 3 regeln.
- (6) Vor Abschluss der Umweltverträglichkeitsprüfung oder der Einzelfallprüfung dürfen für Vorhaben, die einer Prüfung gemäß Abs. 1, 2 oder 4 unterliegen, Genehmigungen nicht erteilt werden und kommt nach Verwaltungsvorschriften getroffenen Anzeigen vor Abschluss der Umweltverträglichkeitsprüfung keine rechtliche Wirkung zu. Entgegen dieser Bestimmung erteilte Genehmigungen können von der gemäß § 40 Abs. 3 zuständigen Behörde innerhalb einer Frist von drei Jahren als nichtig erklärt werden.
- (7) Die Behörde hat auf Antrag des Projektwerbers/der Projektwerberin, einer mitwirkenden Behörde oder des Umweltanwaltes festzustellen, ob für ein Vorhaben eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach diesem Bundesgesetz durchzuführen ist und welcher Tatbestand des Anhanges 1 oder des § 3a Abs. 1 bis 3 durch das Vorhaben verwirklicht wird. Diese Feststellung kann auch von Amts wegen erfolgen. Die Entscheidung ist in erster und zweiter Instanz jeweils innerhalb von sechs Wochen mit Bescheid zu treffen. Parteistellung haben der Projektwerber/die Projektwerberin, die mitwirkenden Behörden, der Umweltanwalt und die Standortgemeinde. Vor der Entscheidung ist das wasserwirtschaftliche Planungsorgan zu hören. Der wesentliche Inhalt der Entscheidungen einschließlich der wesentlichen Entscheidungsgründe sind von der Behörde in geeig-

neter Form kundzumachen oder zur öffentlichen Einsichtnahme aufzulegen. Die Standortgemeinde kann gegen die Entscheidung Beschwerde an den Verwaltungsgerichtshof erheben. Der Umweltanwalt und die mitwirkenden Behörden sind von der Verpflichtung zum Ersatz von Barauslagen befreit.

- (8) Der Bundesminister/die Bundesministerin für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft kann durch Verordnung jene Gebiete (Kategorie D des Anhanges 2) des jeweiligen Bundeslandes festlegen, in denen die Immissionsgrenzwerte des Immissionsschutzgesetzes-Luft, BGBl. I Nr. 115/1997, wiederholt oder auf längere Zeit überschritten werden.

20.8 Pilot-Standortentwicklung für ein Biogas-Mikronetz

20.8.1 Pilotprojekt Berechnung Nr.: 1 – 11

In den folgenden Tabellen werden die Rohrdurchmesser des Hauptstrangs, beginnend vom letzten Abnehmer bis zur Biogasanlage, dimensioniert. Dazu wird der Hauptstrang in die zwischen den Knotenpunkten liegenden Abschnitte geteilt. Unter Zugrundelegung des maximalen Volumenstroms (m^3/h) werden der Rohrdurchmesser und der Druckverlust in diesem Leitungsabschnitt berechnet.

Tabelle 68: Pilotprojekt Berechnung Nr. 1 - 4

Berechnungsnummer:	1	Mischung (1.013 bar, 15 °C)/gasf.	2	Mischung (1.013 bar, 15 °C)/gasf.	3	Mischung (1.013 bar, 15 °C)/gasf.	4	Mischung (1.013 bar, 15 °C)/gasf.
Fördernmedium:	20,800	25,800	35,800	42,500				
Volumenstrom in m³/h:	0,900	0,900	0,900	0,900				
Dichte in kg/m³:	12,100	12,100	12,100	12,100				
Dyn. Viskos. in 10-6 kg/ms:								
Rohrbezeichnung:								
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533						
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 51,400	Rohrdurchmesser D in mm: 51,400	Rohrdurchmesser D in mm: 61,200	Rohrdurchmesser D in mm: 73,200				
Rohrlänge L in m:	65,000	35,000	20,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
Stromungsgeschw. in m/s:	2,784	3,454	3,381	2,775				
Reynolds-Zahl:	1,06E+0004	1,32E+0004	1,53E+0004	1,51E+0004				
Stromungsgeschw. 2 in m/s:								
Reynolds-Zahl 2:								
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent				
Röhrhaftigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010				
Rohreibungszahl:	0,031	0,029	0,028	0,028				
Zeta-Wert:	38,803	19,791	9,130	9,130				
Zeta-Wert abzw. Rohr:								
Druckv. abzw. Rohr mbar:								
Druckverlust in mbar:	1,355	1,063	0,470	0,395				
Druckverlust in bar:	0,001	0,001	0,000	0,000				
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 11)	6,193 mbar oder 0,006 bar							

Tabelle 69: Pilotprojekt Berechnung Nr.: 5 – 8

Berechnungsnummer:	5	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.	6	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.	7	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.	8	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.
Fördermedium:								
Volumenstrom in m ³ /h:	49,700	130,000	87,700	117,700				
Dichte in kg/m ³ :	0,900	0,900	0,900	0,900				
Dyn. Viskos. in 10 ⁻⁶ kg/ms:	12,100	12,100	12,100	12,100				
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533							
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1							
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 73,600	Rohrdurchmesser D in mm: 102,200	Rohrdurchmesser D in mm: 102,200	Rohrdurchmesser D in mm: 102,200				
	Rohrlänge L in m: 5,000	Rohrlänge L in m: 1,000	Rohrlänge L in m: 10,000	Rohrlänge L in m: 80,000				
Strömungsgeschw. in m/s:	3,245	4,402	2,970	3,985				
Reynolds-Zahl:	1,78E+0004	3,35E+0004	2,26E+0004	3,03E+0004				
Strömungsgeschw.2 in m/s:								
Reynolds-Zahl 2:								
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent				
Rohrautrigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010				
Rohreibungszahl:	0,027	0,023	0,025	0,024				
Zeta-Wert:	1,829	0,227	2,481	18,547				
Zeta-Wert abzw.Rohr:								
Druckv. abzw.Rohr mbar:								
Druckverlust in mbar:	0,087	0,020	0,098	1,326				
Druckverlust in bar:	0,000	0,000	0,000	0,001				
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 11)	6,193 mbar oder 0,006 bar							

Tabelle 70: Pilotprojekt Berechnung Nr.: 9-11

Projekt1

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

Berechnungsnummer:	9	10	11
Fördernetzmedium:	Mischung (1.013 bar, 15 °C)/gastf.	Mischung (1.013 bar, 15 °C)/gastf.	Mischung (1.013 bar, 15 °C)/gastf.
Volumenstrom in m³/h:	157,700	176,700	190,700
Dichte in kg/m³:	0,900	0,900	0,900
Dyn. Viskos. in 10⁻⁶ kg/ms:	12,100	12,100	12,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 130,800	Rohrdurchmesser D in mm: 130,800	Rohrdurchmesser D in mm: 147,200
	Rohrlänge L in m: 55,000	Rohrlänge L in m: 55,000	Rohrlänge L in m: 55,000
Strömungsgeschw. in m/s:	3,260	3,653	3,113
Reynolds-Zahl:	3,17E+0004	3,55E+0004	3,41E+0004
Strömungsgeschw.2 in m/s:			
Reynolds-Zahl 2:			
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrrauhigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010
Rohreibungszahl:	0,023	0,023	0,023
Zeta-Wert:	8,942	9,587	8,590
Zeta-Wert abzw.Röhr:			
Druckv. abzw.Röhr mbar:			
Druckverlust in mbar:	0,428	0,576	0,375
Druckverlust in bar:	0,000	0,001	0,000
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 11)	6,193 mbar oder 0,006 bar		

20.8.2 Pilotprojekt Anschlussleitungen Berechnung Nr.: 1 – 9

In den Tabellen 71, 72 und 73 werden die Rohrdurchmesser und der Druckverlust der Nebenstränge, welche von den Knotenpunkten des Hauptstrangs zu den Anschlusspunkten der einzelnen Abnehmer führen, berechnet.

Tabelle 71: Pilotprojekt Anschlussleitungen Berechnung Nr.: 1 - 4

Berechnungsnummer:	1	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gast.	2	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gast.	3	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gast.	4
Fördernetzmedium:	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gast.						Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gastf.
Volumenstrom in m ³ /h:	5,000	10,000		6,700			7,200
Dichte in kg/m ³ :	0,900	0,900		0,900			0,900
Dyn. Viskos. in 10 ⁻⁶ kg/ms:	12,100	12,100		12,100			12,100
Rohrbezeichnung:	A						
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533						Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533
Elementabmessungen:	Kreisrohr/1						Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 26,000						Rohrdurchmesser D in mm: 26,000
Elementabmessungen:	Rohrlänge L in m: 10,000						Rohrlänge L in m: 10,000
Strömungsgeschw. in m/s:	2,616	3,328		3,505			2,396
Reynolds-Zahl:	5059	8070		6779			5810
Strömungsgeschw 2 in m/s:							
Reynolds-Zahl 2:							
Strömungsform:	turbulent			turbulent			turbulent
Rohraufligkeit in mm:	0,010	0,010		0,010			0,010
Rohreibungszahl:	0,038	0,033		0,035			0,036
Zeta-Wert:	21,747	10,164		26,770			55,506
Zeta-Wert abzw.Rohr:							
Druckv. abzw.Rohr mbar:							
Druckverlust in mbar:	0,670	0,507		1,481			1,435
Druckverlust in bar:	0,001	0,001		0,001			0,001
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 9)	10,224 mbar oder 0,010 bar						

Tabelle 72: Pilotprojekt Anschlussleitungen Berechnung Nr.: 5-8

Berechnungsnummer:	5	6	7	8
Fördernetz:	Mischung (1,013 bar, 15 °C)/gasf.			
Volumenstrom in m³/h:	38 000	30.000	40.000	19.000
Dichte in kg/m³:	0,900	0,900	0,900	0,900
Dyn. Viskos. in 10⁻⁶ kg/ms:	12,100	12,100	12,100	12,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533			
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 61,200 Rohrlänge L in m: 65,000	Rohrdurchmesser D in mm: 61,200 Rohrlänge L in m: 15,000	Rohrdurchmesser D in mm: 61,200 Rohrlänge L in m: 35,000	Rohrdurchmesser D in mm: 51,400 Rohrlänge L in m: 105,000
Strömungsgeschw. in m/s:	3,588	2,833	3,777	2,544
Reynolds-Zahl:	1,63E+0004	1,29E+0004	1,72E+0004	9724
Strömungsgeschw. 2 in m/s:				
Reynolds-Zahl 2:				
Strömungsform:	turbulent	turbulent	turbulent	turbulent
Rohrauhigkeit in mm:	0,010	0,010	0,010	0,010
Rohreibungszahl:	0,028	0,029	0,027	0,031
Zeta-Wert:	29,244	7,153	15,553	64,158
Zeta-Wert abzw.Rohr:				
Druckv. abzw.Rohr mbar:	1,696	0,258	0,999	1,869
Druckverlust in mbar:	0,002	0,000	0,001	0,002
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 9)	10,224 mbar oder 0,010 bar			

Tabelle 73: Pilotprojekt Anschlussleistungen Berechnung Nr.: 9

Druckverlust 6.2 - www.druckverlust.de

Projekt1_An schlussleitungen

Berechnungsnummer:	9
Fördernetzmedium:	Mischung (1,013 bar, 15 °C) / gasf.
Volumenstrom in m³/h:	14,000
Dichte in kg/m³:	0,900
Dyn. Viskos. in 10⁻⁶ kg/ms:	12,100
Rohrbezeichnung:	Kunststoffrohre aus PE hart DIN 19533
Rohrleitungselement/Anzahl:	Kreisrohr/1
Elementabmessungen:	Rohrdurchmesser D in mm: 51 400
	Rohrlänge L in m: 125,000
Strömungsgeschw. in m/s:	1,874
Reynolds-Zahl:	7165
Strömungsgeschw. 2 in m/s:	
Reynolds-Zahl 2:	
Strömungsform:	turbulent
Rohrrauhigkeit in mm:	0,010
Rohreibungszahl:	0,034
Zeta-Wert:	82,798
Zeta-Wert abzw.Rohr:	
Druckv. abzw.Rohr mbar:	
Druckverlust in mbar:	1,309
Druckverlust in bar:	0,001
Summe der Druckverluste (Nr. 1 bis 9)	10,224 mbar oder 0,010 bar

C:\Programme\Software-Factory\Druckverlust 6.2\Projekt1_Anschlussleitungen.dru

Seite 3 von 3 - 04.05.2008

Tabelle 74: C1: Netzlängen der Rohrdurchmesser DN25 bis DN 150

DN	25	32	40	50	65	80	100	125	150	Summe
Hauptstrang-Längen										
A					65					
B					35					
C						20				
D							30			
E							5			
F								10		
G								80		
H									50	
I									55	
BMA										55
Summe					100	20	35	90	105	55
Zuleitungen-Längen										
A		15								
B			10							
C			20							
D				50						
E						65				
F						15				
G						35				
H							105			
I							125			
Summe	35	60			230	115				
Hausanschluss-Längen	175		60			50				
Summen										
Netz ohne Hausanschl. m	35	60		330	135	35	90	105	55	845
Hausanschlüsse m	175		60		50					285
Netzlänge gesamt m	210	60	60	330	185	35	90	105	55	1130
Spez. Kosten										
Künettenverlegung € / m	85	87	89	92	96	100	105	112	118	
Grabenlose Verlegung € / m	30	32	34	37	41	45	50	57	63	
Kosten										
Netz €	297	521		3025	1291	348	945	1172	650	82524
Hausanschlüsse €	525		204			2033				9323
Gesamtkosten €										91847
spez. Gesamtkosten € / m										81

20.8.4 Lokale Anschlüsse der einzelnen Abnehmer

In der folgenden Tabelle 75 werden die lokalen Anschlüsse der einzelnen Abnehmer, von den Nebensträngen bis zu den Verbrauchern, dimensioniert und deren Längen aufgelistet.

Tabelle 75: C2: Lokale Anschlüsse einzelner Abnehmer (Hausanschlüsse)

Abnehmer #	An- schluss- wert in kW	m (m³/h)	Anschluss- länge in m		DN	v (m/s)					
							25	32	40	50	65
1	60	10,0	5	40	2,125				5		
2	14	2,3	10	25			10				
3	15	2,5	10	25			10				
4	20	3,3	10	25	1,727		10				
5	35	5,8	10	25	3,035		10				
6	180	30,0	15	65	2,833					15	
7	70	0,0	0								
8	170	240	40,0	35	65	3,777				35	
9	10	1,7	10	25			10				
10	20	3,3	10	25			10				
11	8	1,3	10	25			10				
12	20	3,3	10	25			10				
13	8	1,3	10	25			10				
14	8	1,3	10	25			10				
15	8	1,3	10	25			10				
16	8	1,3	10	25			10				
17	8	1,3	10	25			10				
18	30	5,0	15	25	2,616		15				
19	40	6,7	20	25	3,505		20				
20	60	10,0	10	40				10			
21	125	20,8	0	50							
22	43	7,2	0	32							
23	16	2,7	10	25			10				
24	58	9,7	15	40					15		
25	60	10,0	15	40	2,125				15		
26	50	8,3	15	40					15		
Summe	1144						175	0	60	0	50

20.8.5 Druckverluste im Hauptstrang und in den Zuleitungen

In Tabelle 76 sind die in den Tabellen 71 bis 73 berechneten Druckverluste (mbar) der einzelnen Leitungsabschnitte des Hauptstrangs und der Nebenstränge summiert.

Tabelle 76: C3: Druckverluste im Hauptstrang und den Zuleitungen

20.8.6 Kostenberechnung

Auf Basis der in Tabelle 74 aufgelisteten spezifischen Leitungskosten der einzelnen Rohrdimensionen werden in dieser Tabelle die Gesamtkosten des Leitungsnetzes, mit und ohne den lokalen Zuleitungen zu den Verbrauchern berechnet.

Tabelle 77: C4: Kostenberechnung

	Summe	DN	25	32	40	50	65	80	100	125	150
Netz ohne Hausanschlüsse	845	Ifm	35	60	330	135	35	90	105	55	55
Hausanschlüsse	285	Ifm	175	60	50	35	90	105	105	105	55
Netzlänge gesamt	1130	Ifm	210	60	330	185	35	90	105	55	55
Richtwerte spez. Kosten der Verlegung in Künetten und Wiederherstellungskosten											
Grabenlose Verlegung		€ / Ifm	85,0	86,9	89,0	91,7	95,7	99,7	105,0	111,7	118,3
		€ / Ifm	30,0	31,9	34,0	36,7	40,7	44,7	50,0	56,7	63,3
Kosten - Zusammensetzung											
Netz ohne Hausanschlüsse	82524		2975	5212	30250	12915	3488, 3	9450	11725	6508	
Hausanschlüsse	9323		5250	2040	2033, 3						
Gesamtkosten spez. Gesamtkosten	91847	€ / Ifm	81								

20.9 Kostenstruktur und Wirtschaftlichkeit

20.9.1 Mikronetze 1a und 1b

Tabelle 78 : Mikronetze 1a und 1b: Hohes biogenes Deckungspotenzial

Biogas-Produktion [m ³ /h]	MN Typ 1b (Erdgasanschluss)		MN Typ 1a (FMT)		MN Typ 1a (Mini-LNG Anlage)		Mn Typ 1a (MD-Speicher)	
	Kosten [€/m ³]	Erdgas- preis (o. USt.)	Vol. FMT	Kosten [€/m ³]	Vol. Mini- LNG Anla- ge	Kosten [€/m ³]	Vol.MD- speicher	Kosten [€/m ³]
260	0,657	0,580	6.000	0,830	0	0,805	0	0,805
	0,657	0,580	12.000	0,834	6.000	0,895	5.000	0,732
	0,657	0,580	18.000	0,805	12.000	0,893	10.000	0,733
	0,657	0,580	24.000	0,808	18.000	0,890	18.000	0,734
	0,657	0,580	30.000	0,816	24.000	0,887	24.000	0,734
	0,657	0,580	42.000	0,901	30.000	0,883	30.000	0,735
	0,657	0,580	48.000	0,814	48.000	0,876	48.000	0,737
	0,657	0,580	60.000	0,869	60.000	0,870	60.000	0,740
	0,657	0,580	66.000	0,897	72.000	0,866	72.000	0,742
	0,657	0,580	78.000	0,949	84.000	0,859	84.000	0,744
	0,657	0,580	87.000*	0,790	87.000*	0,853	87.000*	0,754

*Speicherung der zur Abdeckung des Winterbedarfes benötigten Gaszusatzmenge

Tabelle 79: Mikronetz 1a und 1b: Mittleres biogenes Deckungspotenzial

Biogas- produktion [m³/h]	MN Typ 1b (Erdgasanschluss)		MN Typ 1a (FMT)		MN Typ 1a (Mini-LNG Anlage)		Mn Typ 1a (MD-Speicher)	
	Kosten [€/m³]	Erdgas- preis (o. USt.)	Vol. FMT	Kosten [€/m³]	Vol. Mini- LNG An- lage	Kosten [€/m³]	Vol.MD- speicher	Kosten [€/m³]
130	0,647	0,580	6.000	1,545	0	1,405	0	1,405
	0,647	0,580	30.000	1,503	30.000	1,398	30.000	1,242
	0,647	0,580	60.000	1,443	60.000	1,397	60.000	1,264
	0,647	0,580	90.000	1,534	90.000	1,396	90.000	1,289
	0,647	0,580	120.000	1,550	120.000	1,397	120.000	1,317
	0,647	0,580	150.000	1,405	150.000	1,398	150.000	1,349
	0,647	0,580	180.000	1,807	180.000	1,400	180.000	1,384
	0,647	0,580	210.000	1,456	240.000	1,408	210.000	1,422
	0,647	0,580	240.000	1,292	270.000	1,414	240.000	1,465
	0,647	0,580	252.000	1,331	300.000	1,421	252.000	1,483
	0,647	0,580	300.000	1,487	350.000	1,425	300.000	1,559
	0,647	0,580	360.000	2,129	400.000	1,429	330.000	1,612
	0,647	0,580	390.000	2,263	450.000	1,433	340.000	1,631
	0,647	0,580	420.000	2,393	500.000	1,437	400.000	1,744

Tabelle 80: Mikronetz 1a und 1b: Geringes biogenes Deckungspotenzial

Biogas- produktion [m ³ /h]	MN Typ 1b (Erdgasanschluss)		MN Typ 1a (FMT)	
	Kosten [€/m ³]	Erdgas- preis (o. USt.) [€/m ³]	Volumen FMT [m ³]	Kosten [€/m ³]
32,5	0,634	0,580	0	2,290
	0,634	0,580	60	2,352
	0,634	0,580	120	2,459
	0,634	0,580	180	2,317
	0,634	0,580	240	2,350
	0,634	0,580	300	2,058
	0,634	0,580	360	2,863
	0,634	0,580	420	2,772
	0,634	0,580	600	2,222
	0,634	0,580	720	3,507
	0,634	0,580	840	4,045
	0,634	0,580	884	4,245

20.9.2 Mikronetze 4a und 4b

Tabelle 81: Mikronetz 4a und 4b: Hohes biogenes Deckungspotenzial

Biogas- produktion [m ³ /h]	MN Typ 4b (Erdgasanschluss)		MN Typ 4b (ND-Speicher)		MN Typ 4a (FMT)		MN Typ 4a (ND- Speicher)	
	Kosten [€/m ³]	Erdgas- preis (o. USt.) [€/m ³]	Volumen	Kosten [€/m ³]	Volumen [1000 m ³]	Kosten [€/m ³]	Volumen	Kosten [€/m ³]
195	0,614	0,580	0	0,604	0		0	0,966
	0,614	0,580	100	0,611	30	0,959	100	0,918
	0,614	0,580	200	0,618	60	0,895	200	0,865
	0,614	0,580	300	0,625	90	0,949	300	0,844
	0,614	0,580	400	0,631	120	0,915	400	0,808
	0,614	0,580	500	0,658	150	1,012	500	0,808
	0,614	0,580	600	0,665	180	1,110	600	0,772
	0,614	0,580	700	0,671	210	1,068	700	0,734
	0,614	0,580	800	0,676	240	0,955	800	0,727
	0,614	0,580	900	0,680	270	1,009	900	0,716
	0,614	0,580	1.000	0,682	300	1,062	1.000	0,688
	0,614	0,580	1.200	0,683	330	1,116	1.200	0,692
	0,614	0,580	1.400	0,683	360	1,216	1.400	0,693
	0,614	0,580	1.600	0,683			1.600	0,693
	0,614	0,580						
	0,614	0,580						
	0,614	0,580						
	0,614	0,580						

Tabelle 82: Mikronetz 4a und 4b: Mittleres biogenes Deckungspotenzial

Biogas- produktion [m ³ /h]	MN Typ 4b (Erdgasanschluss)		MN Typ 4b (ND-Speicher)		MN Typ 4a (FMT)		MN Typ 4a (ND- Speicher)	
	Kosten [€/m ³]	Erdgas- preis (o. USt.) [€/m ³]	Volumen [m ³]	Kosten [€/m ³]	Volumen [1000 m ³]	Kosten [€/m ³]	Volumen [m ³]	Kosten [€/m ³]
130	0,611	0,580	0	0,611	0	1,192	0	1,279
	0,611	0,580	200	0,632	30	1,325	100	1,237
	0,611	0,580	400	0,650	60	1,415	300	1,188
	0,611	0,580	600	0,666	90	1,270	500	1,115
	0,611	0,580	800	0,674	120	1,361	750	1,075
	0,611	0,580	1.000	0,679	150	1,178	1.000	1,026
	0,611	0,580	1.500	0,689	180	1,543	1.500	1,001
	0,611	0,580	2.000	0,699	210	1,521	2.000	0,975
	0,611	0,580	2.500	0,708	240	1,251	2.500	0,952
	0,611	0,580	3.000	0,717	270	1,349	3.000	0,906
	0,611	0,580	3.500	0,764	300	1,446	3.500	0,916
	0,611	0,580	4.000	0,774	330	1,543	4.000	0,911
	0,611	0,580	5.000	0,788	360	1,743	4.500	0,846
	0,611	0,580	6.000	0,794			5.000	0,835
	0,611	0,580	7.000	0,796			6.000	0,822
	0,611	0,580	8.000	0,797			8.000	0,828
	0,611	0,580	10.000	0,799			10.000	0,849

Tabelle 83: Mikronetz 4a und 4b: Geringes biogenes Deckungspotenzial

Biogas- produktion [m ³ /h]	MN Typ 4b (Erdgasanschluss)		MN Typ 4b (ND-Speicher)		MN Typ 4a (FMT)		MN Typ 4a (ND- Speicher)	
	Kosten [€/m ³]	Erdgas- preis (o. USt.) [€/m ³]	Volumen [m ³]	Kosten [€/m ³]	Volumen [1000 m ³]	Kosten [€/m ³]	Volumen [€/m ³]	Kosten [€/m ³]
32,5	0,601	0,580	0	0,580	0	1,727	0	1,926
	0,601	0,580	100	0,594	30	1,881	100	2,012
	0,601	0,580	200	0,600	60	1,935	200	2,019
	0,601	0,580	300	0,605	90	2,007	300	2,026
	0,601	0,580	400	0,611	120	1,880	400	2,033
	0,601	0,580	500	0,616	150	2,152	500	2,040
	0,601	0,580	600	0,621	180	2,056	600	2,047
	0,601	0,580	700	0,626	210	2,060	700	1,907
	0,601	0,580	800	0,629	240	1,621	800	1,911
	0,601	0,580	1.000	0,632	270	2,198	900	1,914
	0,601	0,580	1.200	0,633	300	2,364	1.000	1,915
	0,601	0,580	1.400	0,634	330	1,695	1.200	1,916
	0,601	0,580	1.600	0,635	360	1,836	1.400	1,918
	0,601	0,580					1.600	1,918

20.9.3 Mikronetze 5 und 6

Tabelle 84: Mikronetze 5 und 6: Hohes biogenes Deckungspotenzial

Biogas- produktion [m ³ /h]	MN Typ 6 (Erdgasanschluss)		MN Typ 6 (ND Speicher)		MN Typ 5 (FMT)		MN Typ 5 (ND-Speicher)	
	Kosten [€/m ³]	Erdgas- preis (o. USt) [€/m ³]	Volumen [m ³]	Kosten [€/m ³]	Volumen [m ³]	Kosten [€/m ³]	Volumen [m ³]	Kosten [€/m ³]
195	0,677	0,580	0	0,671	600	0,876	0	0,899
	0,677	0,580	100	0,678	3.000	0,893	100	0,889
	0,677	0,580	200	0,681	6.000	0,899	200	0,855
	0,677	0,580	300	0,684	9.000	0,911	300	0,820
	0,677	0,580	400	0,687	12.000	0,909	400	0,826
	0,677	0,580	500	0,689	15.000	0,899	500	0,789
	0,677	0,580	600	0,691	18.000	0,927	600	0,792
	0,677	0,580	700	0,692	21.000	0,921	700	0,812
	0,677	0,580	800	0,693	24.000	0,900	800	0,814
	0,677	0,580	900	0,694	27.000	0,932	900	0,815
	0,677	0,580	1.000	0,695	30.000	0,885	1.000	0,816
	0,677	0,580	1.500	0,697	33.000	0,911	1.500	0,779
	0,677	0,580	2.000	0,700	36.000	0,937	2.000	0,783
	0,677	0,580	2.500	0,703			2.500	0,769
	0,677	0,580	3.000	0,705			3.000	0,772
	0,677	0,580	3.500	0,708			3.500	0,753

Tabelle 85: Mikronetze 5 und 6: Mittleres biogenes Deckungspotenzial

Biogas- produktion [m ³ /h]	MN Typ 6 (Erdgasanschluss)		MN Typ 6 (ND- Speicher)		MN Typ 5 (FMT)		MN Typ 5 (ND- Speicher)	
	Kosten [€/m ³]	Erdgas- preis (o. USt.) [€/m ³]	Volumen [m ³]	Kosten [€/m ³]	Volumen [m ³]	Kosten [€/m ³]	Volumen [m ³]	Kosten [€/m ³]
130	0,676	0,580	0	0,676	600	1,178	0	1,223
	0,676	0,580	100	0,687	3.000	1,226	100	1,201
	0,676	0,580	200	0,694	6.000	1,240	200	1,191
	0,676	0,580	300	0,699	9.000	1,249	300	1,177
	0,676	0,580	400	0,702	12.000	1,243	400	1,183
	0,676	0,580	500	0,704	15.000	1,244	500	1,165
	0,676	0,580	1.000	0,709	18.000	1,254	1.000	1,172
	0,676	0,580	1.500	0,713	21.000	1,223	1.500	1,137
	0,676	0,580	2.000	0,716	24.000	1,249	2.000	1,140
	0,676	0,580	3.000	0,721	27.000	1,221	3.000	1,146
	0,676	0,580	4.000	0,725	30.000	1,211	4.000	1,151
	0,676	0,580	6.000	0,733	33.000	1,227	6.000	1,158
	0,676	0,580	8.000	0,739	36.000	1,282	8.000	1,165
	0,676	0,580	10.000	0,744			10.000	1,172

Tabelle 86: Mikronetze 5 und 6: Geringes biogenes Deckungspotenzial

Biogas- produktion [m ³ /h]	MN Typ 6 (Erdgasanschluss)		MN Typ 6 (ND- Speicher)		MN Typ 5 (FMT)		MN Typ 5 (ND- Speicher)	
	Kosten [€/m ³]	Erdgas- preis (o. USt.) [€/m ³]	Volumen [m ³]	Kosten [€/m ³]	Volumen [m ³]	Kosten [€/m ³]	Volumen [m ³]	Kosten [€/m ³]
32,5	0,635	0,580	0	0,635	600	1,960	0	2,170
	0,635	0,580	50	0,641	6.000	2,167	50	2,177
	0,635	0,580	100	0,642	12.000	2,170	100	2,179
	0,635	0,580	200	0,645	18.000	2,150	200	2,182
	0,635	0,580	300	0,647	24.000	2,174	300	2,185
	0,635	0,580	400	0,649	30.000	2,170	400	2,225
	0,635	0,580	500	0,651	36.000	2,275	500	2,227
	0,635	0,580	600	0,652	42.000	2,244	600	2,229
	0,635	0,580	700	0,653	48.000	2,312	700	2,230
	0,635	0,580	800	0,654	54.000	2,263	800	2,290
	0,635	0,580			60.000	2,224		
	0,635	0,580			72.000	2,295		