

Programm Lebensgrundlage Umwelt
und ihre Sicherung (BWPLUS)

**Systemintegration von Brennstoffzellen auf Kläranlagen –
Potenzialabschätzung für Baden-Württemberg**

Keicher, K.; Krampe, J.; Rott, U.

Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft
Universität Stuttgart

Ohl, M.; Blesl, M.; Fahl, U.

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Universität Stuttgart

Förderkennzeichen: BWI 22006

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage und ihre Sicherung werden mit Mitteln des Landes Baden-
Württemberg gefördert

November 2004

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	v
Tabellenverzeichnis	vii
1 Einleitung	1
2 Kläranlagen in Baden-Württemberg	3
2.1 Grundlagen	3
2.1.1 Der Verfahrensprozess Kläranlage	3
2.1.2 Energieangebot auf Kläranlagen	4
2.1.3 Klärschlammanfall	4
2.1.4 Klärgasanfall auf Kläranlagen	6
2.1.4.1 Grundlagen der Klärgasbildung	6
2.1.4.2 Abbaustufen des Faulprozesses	8
2.1.4.3 Abschätzung der anfallenden Klärgasmenge und -zusammensetzung	9
2.2 Einteilung in Größenklassen	11
2.3 Erhebung von Grundlagendaten	12
2.3.1 Statistische Daten Baden-Württemberg	12
2.3.2 Fragebogenaktion	13
3 Energetische Analyse von Kläranlagen	16
3.1 Energetische und verfahrenstechnische Analyse von Kläranlagen	16
3.2 Integration zusätzlicher Komponenten und Verfahrensschritte	18
3.2.1 Steigerung der Klärgasausbeute durch Co-Fermentation	18
3.2.2 Elektrolyseur	19
3.2.3 Wärmetauscher	21
3.2.4 Thermische Klärschlamm-trocknung	21
3.2.5 Fazit	22
4 Fallbeispiel Modellkläranlage	24
4.1 Grundlagen	24
4.2 Klärgasangebot der Modellanlage	24
4.3 Energiebedarf der Modellanlage	25

4.3.1	Strombedarf der Modellanlage	26
4.3.2	Wärmebedarf der Modellanlage	27
4.3.3	Zusammenfassung des Energiebedarfs der Modellanlage	27
5	Brennstoffzellen	29
5.1	Eignung unterschiedlicher Arten von Brennstoffzellen für den Einsatz in Klärwerken	29
5.1.1	Reinigung von Brenngasen für Hochtemperaturbrennstoffzellen	32
5.1.2	Entschwefelung biogener Brenngase für Brennstoffzellen	33
5.1.3	Entfernung weiterer Verunreinigungen aus Klärgas	34
5.1.4	Zusammenfassung aller Maßnahmen zur Brenngasreinigung	35
5.2	Reformierungsverfahren	36
5.2.1	Prinzip der externen Reformierung	36
5.2.2	Prinzip der internen Reformierung	37
6	Energetische, ökologische und ökonomische Bewertung	38
6.1	Varianten der Energiebereitstellung	38
6.1.1	Brennstoffzellen	38
6.1.2	BHKW	39
6.1.3	Heizkessel	39
6.2	Methodik der Untersuchung	39
6.2.1	Vorgehensweise zur Bewertung der Versorgungsvarianten	40
6.2.2	Rahmenbedingungen der untersuchten Varianten	40
6.2.3	Grundlagen der Lebenszyklusanalyse	41
6.3	Analyse der Anlagenauslastung	48
6.4	Ökologische Untersuchung im Rahmen einer LCA	49
6.4.1	LCA von MCFC und SOFC mittels Komponentenzersetzung	51
6.4.1.1	Bauphase von MCFC und SOFC	54
6.4.1.2	Betriebsphase von MCFC und SOFC	56
6.4.1.3	Entsorgungsphase von MCFC und SOFC	59
6.4.1.4	Zusammenfassung der LCA von MCFC und SOFC	60
6.4.2	LCA des BHKW	64
6.4.2.1	Bauphase BHKW	64
6.4.2.2	Betriebsphase BHKW	64
6.4.2.3	Entsorgungsphase BHKW	66
6.4.2.4	Zusammenfassung der LCA für das BHKW	66

6.4.3	LCA für den Nur-Heizkessel	69
6.4.3.1	Bauphase des Nur-Heizkessels	70
6.4.3.2	Betriebsphase des Nur-Heizkessels	70
6.4.3.3	Entsorgungsphase des Nur-Heizkessels	71
6.4.3.4	Zusammenfassung der LCA des Nur-Heizkessels	71
6.4.4	Vergleich der untersuchten Versorgungsvarianten	74
6.4.5	Skalierung	76
6.4.5.1	Skalierung des Primärenergiebedarfs	76
6.4.5.2	Skalierung der CO ₂ -Emissionen der einzelnen Technologien	80
6.4.6	Energetische Amortisationszeit	83
6.5	Ökonomische Analyse	84
6.5.1	Investitions- und Betriebskostenrechnung	85
6.5.2	CO ₂ -Vermeidungskosten	87
6.5.3	Bestimmung wirtschaftlich konkurrenzfähiger Investitionskosten von Brennstoffzellen	89
6.6	Umsetzung von Energieeinsparpotenzialen auf der Kläranlage	91
6.6.1	Energetische Analyse	92
6.6.2	Ökologische Analyse	95
6.6.3	Zusammenfassung der Ergebnisse der energetischen, ökologischen und ökonomischen Untersuchung	97
7	Potenzialabschätzung	99
7.1	Grundlagen der Potenzialabschätzung	99
7.2	Bestimmung des technischen Neubaupotenzials von Anlagen zur Klärgasverstromung	102
7.3	Ermittlung des technischen BHKW-Ersatzpotenzials	103
7.4	Bestimmung des technischen Zuwachspotenzials bestehender BHKW-Kapazitäten	104
7.5	Technisches Gesamtpotenzial des Brennstoffzelleneinsatzes zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg	106
7.6	Potentiale von MCFC und SOFC nach Modulen	108
8	Schlussbetrachtung und Ausblick	115
9	Literaturverzeichnis	122
Anhang		128

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Übersichtsschema „Systemintegration von Brennstoffzellen auf Kläranlagen“	1
Abbildung 2-1: Beispielhafter Aufbau einer Kläranlage	4
Abbildung 2-2: Abbaustufen der anaeroben Faulung	9
Abbildung 2-3: Rücklaufquote der Fragebogenaktion nach Größenklassen	14
Abbildung 3-1: Nutzungsoptionen eines Elektrolyseurs	20
Abbildung 4-1: Jahresdauerlinien von Wärme- und Strombedarf sowie Klärgasangebot der Modellkläranlage mit 100000 Anschluss-EW	28
Abbildung 5-1: Anlagenschema der Klärgasreinigung für die Nutzung in Brennstoffzellen	35
Abbildung 5-2: Prinzipschema der externen Reformierung	37
Abbildung 5-3: Prinzipschema der internen Reformierung	37
Abbildung 6-1: Typische Vorgehensweise bei einer Lebenszyklusanalyse /Zapp 1998/	41
Abbildung 6-2: Ermittlung des kumulierten Energieaufwands (KEA) /Zapp 1998/	47
Abbildung 6-3: Vollaststundenzahl verschiedener Technologien zur Stromerzeugung aus Klärgas auf der Modellkläranlage	48
Abbildung 6-4: Stromproduktion aus Klärgas durch verschiedene Technologien bei variablen Anlagengrößen	49
Abbildung 6-5: Bilanzgrenzen und erfasste Umweltwirkungen der Energieversorgung der Kläranlage am Beispiel der MCFC	50
Abbildung 6-6: Anlagenschema einer MCFC-Brennstoffzelle	52
Abbildung 6-7: Anlagenschema einer SOFC-Brennstoffzelle	53
Abbildung 6-8: Materialverteilung der 300 kW _{el} -MCFC und der 200 kW _{el} -SOFC in der Bauphase	56
Abbildung 6-9: Materialverteilung der Ersatzteile einer 300 kW _{el} -MCFC und einer 200 kW _{el} -SOFC	58
Abbildung 6-10: Prozentuale Verteilung der Emissionen über alle Phasen des gesamten Lebenswegs für 300 kW _{el} -MCFC und 200 kW _{el} -SOFC	62
Abbildung 6-11: Prozentuale Verteilung der Emissionen von MCFC nach SOFC nach Stoffklassen und Quellen	63
Abbildung 6-12: Verteilung der KEA von MCFC und SOFC nach Lebensphasen	63
Abbildung 6-13: Prozentuale Verteilung der Emissionen über den gesamten Lebensweg für die Versorgungsvariante BHKW 200 kW _{el}	68
Abbildung 6-14: Prozentuale Verteilung der Emissionen der Variante BHKW nach Quellen	68
Abbildung 6-15: Verteilung KEA der Versorgungsvariante BHKW 200 kW _{el} nach Lebensphasen	69
Abbildung 6-16: Prozentuale Verteilung der Emissionen über alle Phasen des gesamten Lebenswegs für Variante Nur-Heizkessel	72
Abbildung 6-17: Prozentuale Verteilung der Emissionen der Variante Nur-Heizkessel nach Quellen	73
Abbildung 6-18: Verteilung des KEA der Variante Nur-Heizkessel	73
Abbildung 6-19: Vergleich der jahresbezogenen kumulierten CO ₂ -Emissionen der Versorgungsvarianten	74
Abbildung 6-20: Vergleich der KEA der untersuchten Versorgungsvarianten	76
Abbildung 6-21: Jährlicher Primärenergiebedarf der untersuchten Versorgungsvarianten	78
Abbildung 6-22: Fackelverluste der einzelnen Versorgungsvarianten	79
Abbildung 6-23: Erdgaszukäufe der einzelnen Versorgungsvarianten und Klärgasaufkommen	80
Abbildung 6-24: CO ₂ -Emissionen der einzelnen Versorgungsvarianten für die Modellkläranlage mit 100000 Anschluss-EW	82

Abbildung 6-25: Amortisationszeiten der einzelnen Varianten zur Stromerzeugung auf einer 100000-Anschluss-EW-Kläranlage	84
Abbildung 6-26: Vollkosten der Energieversorgungsvarianten für variable el. Leistung	87
Abbildung 6-27: CO ₂ -Vermeidungskosten stromerzeugender Technologien gegenüber Nur-Heizkesselbetrieb bei der Versorgung der Modellkläranlage	88
Abbildung 6-28: CO ₂ -Vermeidungskosten der Brennstoffzellensysteme gegenüber BHKW	89
Abbildung 6-29: Vergleich der Vollkosten bei aktuellen und variierten Investitionskosten für MCFC	90
Abbildung 6-30: Vergleich der Vollkosten bei aktuellen und variierten Investitionskosten für SOFC	90
Abbildung 6-31: Jahresdauerlinien von Klärgasproduktion, Strom- und Wärmebedarf bei verbesserter Anlagentechnik	93
Abbildung 6-32: Strombedarf in Abhängigkeit vom Modernisierungsgrad der Anlagentechnik und Stromproduktion der einzelnen Versorgungsvarianten	93
Abbildung 6-33: Klärgasproduktion und bewerteter Primärenergiebedarf der Versorgungsvarianten bei verbesserter Anlagentechnik der Kläranlage	94
Abbildung 6-34: Direkte und indirekte CO ₂ -Emissionen der Versorgungsvarianten bei verbesserter Anlagentechnik der Kläranlage	96
Abbildung 7-1: Installierte el. Kapazität des BHKW-Bestandes auf Kläranlagen in Baden-Württemberg nach Größenklassen	101
Abbildung 7-2: BHKW-Stromproduktion auf Kläranlagen in Baden-Württemberg nach Größenklassen	101
Abbildung 7-3: Kapazitäten des Bestands und des Wachstumspotenzials von BHKW zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg nach Größenklassen	105
Abbildung 7-4: Stromerzeugung des Bestands und des Wachstumspotenzials von BHKW zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg nach Größenklassen	106
Abbildung 7-5: Technische Kapazitätspotenziale zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg nach Größenklassen und Technologie	107
Abbildung 7-6: Überblick der technischen Stromerzeugungspotenziale aus Klärgas in Baden-Württemberg nach Größenklassen und Technologie	108
Abbildung 7-7: Verteilung des technischen Gesamtpotenzials von 50 kW _{el} -MCFC-Modulen nach Gesamtanlagengrößen	110
Abbildung 7-8: Verteilung des technischen Gesamtpotenzials von 50 kW _{el} -SOFC-Modulen nach Gesamtanlagengrößen	110
Abbildung 7-9: Verteilung des technischen Gesamtpotenzials von 125 kW _{el} -MCFC-Modulen nach Gesamtanlagengrößen	112
Abbildung 7-10: Verteilung des technischen Gesamtpotenzials von 125 kW _{el} -SOFC-Modulen nach Gesamtanlagengrößen	113

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Einwohnerspezifische Tagesfrachten der Trockenmasse aus der mechanisch-biologischen Reinigung /ATV 1996/	6
Tabelle 2-2:	Biogasanfall in Abhängigkeit der praktizierten Verfahrenstechnik /ATV-DVWK 2002a/	10
Tabelle 2-3:	Größenklassen für Kläranlagen nach /ATV-DVWK 2002b/	11
Tabelle 2-4:	Modifizierte Einteilung der Größenklasse 4 (Stand 2001)	12
Tabelle 2-5:	Relevante Daten aus den statistischen Erhebungen	13
Tabelle 3-1:	Toleranz- und Zielwerte für den spezifischen Stromverbrauch	16
Tabelle 3-2:	Schwankungsbreite des spezifischen Stromverbrauchs einzelner Verbrauchsstellen auf Belebungsanlagen /LfU 1998/	17
Tabelle 3-3:	Belastung bestehender Faulanlagen /Kapp 1984/	18
Tabelle 4-1:	Aufteilung der Modellkläranlage in Baugruppen	24
Tabelle 4-2:	Zusammensetzung und Energieinhalt von Klärgasproben aus verschiedenen Kläranlagen in Baden-Württemberg	25
Tabelle 4-3:	Tagestypen zur Charakterisierung von Abwasseranfall und Energiebedarf der Modellkläranlage	26
Tabelle 4-4:	Einwohnerspezifischer Jahresstromverbrauch einzelner Baugruppen der Modellkläranlage	27
Tabelle 5-1:	Basisdaten zu den einzelnen Brennstoffzelltypen /VIK 1999/	30
Tabelle 5-2:	Vergleich der typischen Bestandteile von Erd-, Bio- und Klärgas	32
Tabelle 5-3:	Chemische und thermodynamische Grenzwerte für den Einsatz von Brenngasen in verschiedenen Brennstoffzellentypen	32
Tabelle 5-4:	Grenzwerte der Klärgasreinigung zur Nutzung in konventionellen BHKWs	34
Tabelle 6-1:	Vorläufige gültige Standardliste der Wirkungskategorien /Marheineke 2002/	45
Tabelle 6-2:	Emissionen und Energieaufwand bei der Bereitstellung von Erdgas der Druckstufe MD/ND gemäß Erdgasmix Deutschland	50
Tabelle 6-3:	Emissionen und Energieaufwand bei der Bereitstellung von Strom gemäß Strommix Deutschland 1998/1999 incl. Bau und Entsorgung der Kraftwerke	51
Tabelle 6-4:	Sachbilanzdaten der Bauphase der MCFC /Pock 2001/, /eigene Berechnungen/	54
Tabelle 6-5:	Sachbilanzdaten der Bauphase der SOFC /Zapp 1998/, /eigene Berechnungen/, /Viebahn, Krewitt 2004/	55
Tabelle 6-6:	Sachbilanzdaten der Bauphase des Heizkessels mit einer Leistung von 350 kW _{th}	56
Tabelle 6-7:	Energiebilanz der Modellkläranlage für die Versorgung durch MCFC bzw. SOFC	57
Tabelle 6-8:	Bewerteter jährlicher Primärenergiebedarf der Energieversorgung der Modellkläranlage bei Einsatz von MCFC und SOFC	57
Tabelle 6-9:	Aufwendungen während der Betriebsphase von MCFC und SOFC während der gesamten Betriebszeit	58
Tabelle 6-10:	Emissionsvektoren von MCFC, SOFC und Heizkessel für den Betrieb mit Klärgas	59
Tabelle 6-11:	Emissionen und energetischer Aufwand während der Entsorgungsphase der 300 kW _{el} -MCFC	60
Tabelle 6-12:	Emissionen und energetischer Aufwand während der Entsorgungsphase der 200 kW _{el} -SOFC	60
Tabelle 6-13:	Emissionen und energetischer Aufwand der Entsorgungsphase des Heizkessels	60
Tabelle 6-14:	Jahresbezogene Emissionen der Versorgungsvarianten MCFC und SOFC	61

Tabelle 6-15:	Sachbilanzdaten der Bauphase des BHKW 200 kW _{el}	64
Tabelle 6-16:	Energiebilanz der Modellkläranlage für die Versorgung durch BHKW	65
Tabelle 6-17:	Bewerteter jährlicher Primärenergiebedarf der Energieversorgung der Modellkläranlage bei Einsatz von BHKW	65
Tabelle 6-18:	Emissionsvektor des BHKW für Klärgasbetrieb	65
Tabelle 6-19:	Sachbilanzdaten der Entsorgungsphase des BHKW 200 kW _{el}	66
Tabelle 6-20:	Jahresbezogene Emissionen der Variante BHKW	67
Tabelle 6-21:	Energiebilanz der Modellkläranlage für die Versorgung durch die Variante Nur-Heizkessel	70
Tabelle 6-22:	Bewerteter jährlicher Primärenergiebedarf der Energieversorgung der Modellkläranlage bei Einsatz von Heizkessel und vollständigem Fremdstrombezug	70
Tabelle 6-23:	Jahresbezogene Emissionen der Variante Nur-Heizkessel	71
Tabelle 6-24:	Skalierungsexponenten von MCFC und SOFC	77
Tabelle 6-25:	Ökonomische Rahmendaten der Versorgungsvarianten	86
Tabelle 6-26:	Einwohnerspezifischer Jahresstromverbrauch einzelner Baugruppen in Abhängigkeit vom Modernisierungsgrad der Anlagentechnik der Modellkläranlage	92
Tabelle 6-27:	Energiebilanz der Modellkläranlage bei Energieversorgung durch 280 kW _{el} -MCFC und 290 kW _{el} -SOFC	94
Tabelle 6-28:	Überblick über die Ergebnisse der ökologischen und ökonomischen Analyse der Versorgungsvarianten	97
Tabelle 7-1:	Kennzahlen klärgasproduzierender Kläranlagen in Baden-Württemberg nach Größenklassen /StaLa 2003, eigene Umfrage 2004/	100
Tabelle 7-2:	Kennzahlen des technischen Neubaupotenzials von MCFC, SOFC und BHKW auf Kläranlagen in Baden-Württemberg	103
Tabelle 7-3:	BHKW-Ersatzpotenziale durch MCFC und SOFC	104
Tabelle 7-4:	Technisches Zuwachspotenzial von BHKW auf Kläranlagen in Baden-Württemberg	105
Tabelle 7-5:	Technische Gesamtpotenziale von MCFC und SOFC	107
Tabelle 7-6:	Technisches Potenzial von 50 kW _{el} -Modulen der Brennstoffzellentypen MCFC und SOFC zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg	109
Tabelle 7-7:	Technisches Potenzial von 125 kW _{el} -Modulen der Brennstoffzellentypen MCFC und SOFC zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg	111
Tabelle 7-8:	Kennziffern verschiedener Modulgrößen für die Klärgasverstromung in Baden-Württemberg	113

1 Einleitung

In den letzten Jahrzehnten war im Bereich Abwasserforschung das Ziel der Arbeiten auf die Verbesserung der Ablaufqualität des Abwassers fokussiert. Die gezielte technische Weiterentwicklung sowie gestiegene Anforderungen an die Reinigungsleistung von Kläranlagen führten zu einem optimierten Verfahrensprozess, der im internationalen Vergleich ein sehr hohes Niveau repräsentiert. Die Effizienz einer Kläranlage wurde demnach bislang an der Reinigungsleistung und nicht am Energieverbrauch gemessen. Dies hatte zur Folge, dass erst seit wenigen Jahren der energetische Aspekt auch auf Kläranlagen interessanter wurde und in verschiedenen Vorhaben eingehender analysiert wurde.

Ein lange zu wenig beachtetes Kriterium war, dass Kläranlagen nicht nur Energieverbraucher, sondern bedingt durch das beim Verfahrensschritt der anaeroben Schlammstabilisierung anfallende Klärgas auch ein Lieferant hochwertiger Energie sein können. Allerdings konzentrierte sich die Forschung und Entwicklung für den Einsatz dieses Klärgases bislang auf die konventionelle Technik in Blockheizkraftwerken (BHKW) mit Gasmotoren.

Durch das Bestreben, die Technologien einer sowohl ressourcenschonenden als auch umweltfreundlichen Energieerzeugung zu fördern, wurde die Brennstoffzelle als eine innovative und zukunftsweisende Technik etabliert und einer breiteren Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Im Zusammenhang mit Kläranlagen wurde diese Technik allerdings kaum thematisiert. Hochtemperaturbrennstoffzellen (z.B. MCFC) wurden ursprünglich für den Einsatz von Erdgas als Brennstoff entwickelt, können aber auch mit biogenen Brenngasen betrieben werden. Eine Vorbedingung ist die Reinigung des jeweiligen Gases auf annähernd Erdgasqualität (Ausnahme CH_4 , CO_2 , CO). Durch den Einsatz von Brennstoffzellen kann auch Klärgas praktisch ohne Schadstoffemissionen in elektrische und thermische Energie umgewandelt werden. Dabei ergeben sich deutlich bessere Wirkungsgrade und eine vorteilhafte Verschiebung des Verhältnisses an thermisch und elektrisch erzeugter Energie gegenüber konventionellen Blockheizkraftwerken. Die Kombination von Kläranlagen- und Brennstoffzellentechnologie ist schematisch in Abbildung 1-1 dargestellt.

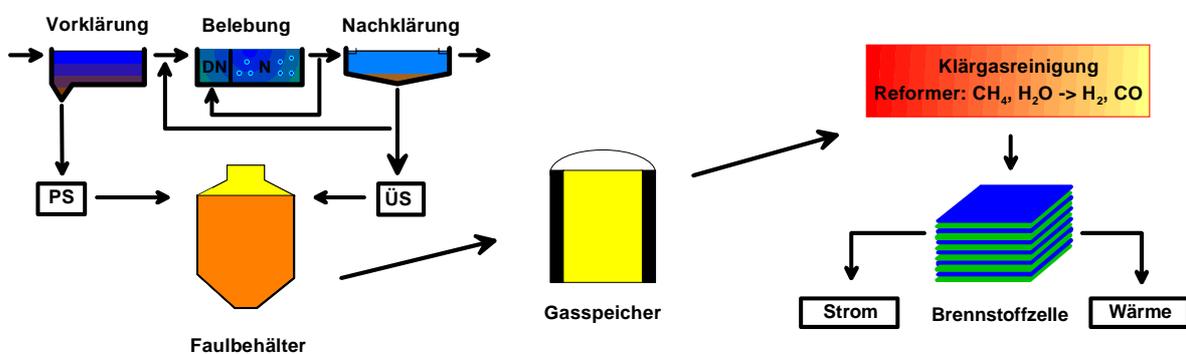


Abbildung 1-1: Übersichtsschema „Systemintegration von Brennstoffzellen auf Kläranlagen“

Vor diesem Hintergrund erarbeiteten zwei Institute der Universität Stuttgart, das Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft (ISWA) und das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), gemeinsam in interdisziplinärer Forschung den vorliegenden Schlussbericht zum Vorhaben „Systemintegration von Brennstoffzellen auf Kläranlagen - Potenzialabschätzung für Baden-Württemberg“.

Die Ziele des Vorhabens umfassen die Abschätzung des in Baden-Württemberg vorhandenen Potenzials an Klärgas und die Bestimmung der zu dessen Nutzung in Brennstoffzellen erforderlichen Maßnahmen. Eine weitere Aufgabe des Vorhabens ist die weitere Verbesserung der Marktchancen der Brennstoffzellentechnologie durch eine mögliche Ausweitung des Anwendungsspektrums und damit die Förderung von deren Markteinführung. Die Hochrechnung der für einzelne Kläranlagen hergeleiteten exemplarischen Ergebnisse auf Baden-Württemberg insgesamt bietet zudem die Möglichkeit, den Einsatz von Brennstoffzellen auf Kläranlagen einer vergleichenden Bewertung mit anderen Maßnahmen des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung in Baden-Württemberg zuzuführen. Damit ist es auch möglich, diese Maßnahme im Gesamtkontext der Bemühungen um einen kosteneffizienten Klimaschutz bei einem weiteren Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger einzuordnen.

In den folgenden Kapiteln werden zunächst die Kläranlagen in Baden-Württemberg hinsichtlich aller relevanten Verfahrensprozesse eingehend beschrieben. Es folgt eine energetische und verfahrenstechnische Analyse, in der die Möglichkeiten der Integration zusätzlicher Komponenten betrachtet wird. Nach der Erläuterung des Fallbeispiels Modellkläranlage wird die Brennstoffzellentechnik unter besonderer Berücksichtigung des Einsatzes auf Kläranlagen erläutert. Einer umfassenden energetischen, ökologischen und energetischen Bewertung folgt die Potenzialabschätzung des Einsatzes von Brennstoffzellen auf Kläranlagen für Baden-Württemberg. Die abschließende Schlussbetrachtung fasst die wesentlichen Erkenntnisse zusammen und gibt Handlungsempfehlungen für die Kläranlagenbetreiber und Brennstoffzellenhersteller. In einem kurzen Ausblick wird ein möglicher weiterer Forschungsbedarf zu dieser Thematik aufgezeigt.

Ein Beirat, der sich aus Experten verschiedener Fachrichtungen zusammensetzte, begleitete das gesamte Forschungsprojekt. In zwei Projekttreffen wurde der jeweilige Kenntnisstand diesem Gremium präsentiert. Die Ergebnisse der Diskussionen und Anregungen dieser Treffen fanden Eingang in diesen Schlussbericht.

2 Kläranlagen in Baden-Württemberg

2.1 Grundlagen

2.1.1 Der Verfahrensprozess Kläranlage

Kläranlagen haben die Aufgabe, kommunales und industriell anfallendes Abwasser nach den geltenden Bestimmungen der Abwasserverordnung /AbwV 2004/ zu reinigen. Die Anforderungen an die einzuhaltenden Ablaufwerte werden dabei in Abhängigkeit der Zulauffrachten definiert. Daraus resultiert u.a. eine Einteilung in verschiedene Größenklassen, die in Kap. 2.2 näher erläutert wird.

Auf einer Kläranlage kommen je nach Ausbaugröße, Standort und Anforderungen an die Ablaufqualität des Abwassers unterschiedliche Reinigungsverfahren zum Einsatz. Dabei können jedoch grundsätzlich die folgenden Stufen unterschieden werden:

- mechanische Reinigung (Rechen/Sieb, Sand-/Fettfang, Vorklärung)
- biologische Reinigung (Kohlenstoff- und Stickstoffabbau; ggf. einschl. Phosphorelimination)
- Schlammbehandlung (Eindickung, Stabilisierung, maschinelle Entwässerung, optional thermische Trocknung)

In Baden-Württemberg ist bei größeren Kläranlagen die einstufige Belebungsanlage mit vorgeschalteter Denitrifikation und anaerober Schlammstabilisierung (Faulung) das am weitesten verbreitete Verfahren. Abbildung 2-1 zeigt den modellhaften Aufbau einer für Baden-Württemberg typischen Kläranlage, die Integration der Brennstoffzellentechnik ist dabei schon skizziert.

Die unterschiedlichen Verfahrensschritte bestimmen maßgebend den Energiebedarf einer Kläranlage. Die biologische Reinigungsstufe (Gebläse, Umwälzung der DN-Zone, Rezirkulation, Rücklaufschlamm) verursacht dabei 50 bis 80 % des gesamten Stromverbrauchs und ist somit für mehr als die Hälfte der Energiekosten verantwortlich. Der Bedarf an thermischer Energie setzt sich aus den Anteilen Raumwärme, Faulbehälterheizung und Schlammaufheizung zusammen.

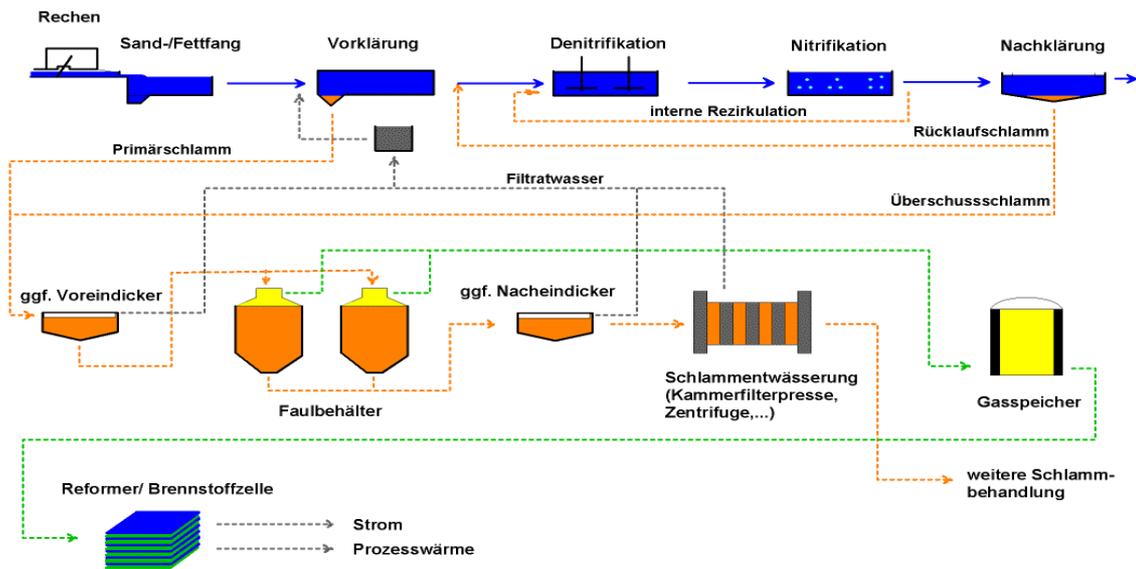


Abbildung 2-1: Beispielhafter Aufbau einer Kläranlage

2.1.2 Energieangebot auf Kläranlagen

Das Energieangebot auf Kläranlagen resultiert im Wesentlichen aus der organischen Verschmutzung des Abwassers. Weitere Energie liegt in Form der Wärmeenergie des zufließenden Abwassers und, in Abhängigkeit von der Topographie des Einzugsgebiets der Kläranlage, auch als hydrostatische Energie des zufließenden Wassers vor. Von Relevanz für das Vorhaben ist nur die organische Verschmutzung des Abwassers, die auf Kläranlagen großteils in Form von Klärschlamm dem System entzogen wird. Das energetische Potenzial des Klärschlammes kann nach verschiedenen Verfahrensschritten innerhalb der Kläranlage in Form von Klärgas nutzbar gemacht und z.B. in Brennstoffzellen eingesetzt werden. In den folgenden Abschnitten sollen der Anfall von Klärschlamm und die daraus resultierende Klärgasmenge anhand von Literaturangaben genauer quantifiziert werden.

2.1.3 Klärschlammfall

Organische Verbindungen liegen im Abwasser als partikuläre (ungelöste) Substanzen und als gelöste Stoffe vor. Die partikulären organischen Substanzen werden im mechanischen Teil der Kläranlage durch Sedimentation als Primärschlamm (PS) weitgehend in Absetzbecken (Vorklärbecken) dem Abwasser entzogen. Zur Bestimmung der Primärschlammmenge wird meist auf empirisch ermittelte Absetzkurven zurückgegriffen /Durth et al. 2000/, die unter anderem die Elimination absetzbarer Stoffe in Abhängigkeit von der hydraulischen Aufenthaltszeit im Vorklärbecken wiedergeben.

Die gelösten organischen Abwasserinhaltsstoffe (gemessen als BSB₅, CSB, TOC etc.) werden von den Bakterien (belebter Schlamm) im biologischen Teil der Kläranlage veratmet (Ausgasung als CO₂). Ein nicht unerheblicher Teil des Kohlenstoffs wird für den Aufbau neuer Bakterienmasse verwendet und verbleibt so im System der Kläranlage. Der aus dem Zuwachs an Bakterien resultierende Schlamm muss regelmäßig als Überschussschlamm (ÜS) aus der biologischen Stufe abgezogen werden. Dieser Schlamm ist in der Regel, wie der Primärschlamm, nicht stabilisiert. Ziel einer Schlammstabilisierung ist die Reduzierung des organischen Feststoffgehaltes, die Vermeidung von Geruchsbelästigungen sowie die Verbesserung der Entwässerbarkeit und Handhabung. Außer den biologischen Verfahren (aerobe und anaerobe Stabilisierung) werden in seltenen Fällen auch thermische und chemische Verfahren zur Schlammstabilisierung angewendet. Neben dem Überschussschlamm anfall aus dem Bakterienwachstum fallen bei der chemischen Phosphorelimination noch Fällschlämme an, die aber rein anorganisch sind und somit keinen Einfluss auf die Klärgasproduktion haben.

Die auf Kläranlagen anfallenden spezifischen Schlammengen sind von einer Reihe von Faktoren abhängig:

- Zusammensetzung des Abwassers
- Auslegung der Rechen, Siebe und Sandfänge
- Auslegung der Vorklärung (Aufenthaltszeit t_{VK})
- Art und Intensität der biologischen Abwasserreinigung
- Maßnahmen zur Verringerung der Nährstoffe (Phosphat- und Stickstoff-Elimination)
- Maßnahmen zur Regenwasserbehandlung
- Rückbelastung durch die Schlammbehandlung

Da diese Faktoren von Anlage zu Anlage sehr unterschiedlich sind, ergibt sich für den Klärschlamm anfall eine deutliche Schwankungsbreite. Für einstufige Belebungsanlagen lassen sich unter Berücksichtigung einiger dieser Faktoren nach den Ansätzen des ATV-DVWK Arbeitsblattes A-131 (Mai 2000) die Bereiche angeben, in denen die spezifischen Rohschlammengen zu erwarten sind. Unter Rohschlamm versteht man die Summe aus Primärschlamm, Überschussschlamm und Fällschlamm. Je nach installierter Anlagentechnik kommt es zu Verschiebungen der Schlammengen untereinander. Wird z.B. auf eine Vorklärung verzichtet, fällt kein Primärschlamm an, dagegen wird sich der Überschussschlamm anfall erhöhen. In Tabelle 2-1 sind deshalb die Rohschlammengen aus der mechanisch-biologischen Reinigung (ohne Fällschlämme) in Abhängigkeit verschiedener Betriebsweisen zusammengestellt.

Tabelle 2-1: Einwohnerspezifische Tagesfrachten der Trockenmasse aus der mechanisch-biologischen Reinigung /ATV 1996/

Vorgegebene Reinigungsziele zur Bemessung des Belevungsverfahrens	Auswirkungen der Durchflusszeit in der Vorklärung auf die Tagesfrachten der Trockenmasse		Auswirkungen der Belastungsvorgaben aus Vorklärung und Schlammalters beim Belevungsverfahren		Tagesfrachten der Trockenmasse
	Durchflusszeit	Tagesfracht	Schlammalter	Tagesfracht	
-	t_{VK}	$m_{T\ VK}$	t_{TS}	$m_{T\ B}$	$m_{T\ ges}$
-	[h]	[g TS/(E·d)]	[d]	[g TS/(E·d)]	[g TS/(E·d)]
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)=(3)+(5)
1. ohne Nitrifikation	> 1,5	40	5	38,4	78,4
2. ohne Nitrifikation	< 1,0	30	5	48	78
3. mit Nitrifikation	> 1,5	40	10	34	74
4. mit Nitrifikation	< 1,0	30	10	44	74
5. mit Nitrifikation	> 1,5	40	8	35,2	75,2
6. mit Nitrifikation	< 1,0	30	8	36,4	66,4
7. mit Nitrifikation und Denitrifikation	> 1,5	40	13	34	74
8. mit Nitrifikation und Denitrifikation	< 1,0	30	13	42,5	72,5

Da größere Kläranlagen in Deutschland sowohl mit Nitrifikation und Denitrifikation betrieben werden müssen, kann der Schlammfall nach Tabelle 2-1 mit 72,5 bis 74 g TS/(E·d) angesetzt werden. Die im deutschsprachigen Raum verbreitet angewendeten Schlammlisten nach /Imhoff und Imhoff 1999/ setzen für den Primärschlamm aus der Vorklärung 35 g TS/(E·d) und den Überschussschlamm aus der Belevungsstufe 45 g TS/(E·d) an. Daraus ergibt sich eine Gesamtrohschlammmenge von 80 g TS/(E·d). Aktuelle Untersuchungen /Durth et al. 2000/ bestätigen diese Werte weitgehend, so dass im Folgenden für Abschätzungen der Tagesfrachten an Schlamm Trockenmasse 80 g TS/(E·d) angesetzt werden. Dieser Wert wurde auch von anderen Autoren /Dichtl et al. 1997; Austermann-Haun und Wendler 2000; Kapp 1998/ für Abschätzungen des Klärschlammfalls und des daraus resultierenden Energiepotenzials verwendet.

2.1.4 Klärgasanfall auf Kläranlagen

2.1.4.1 Grundlagen der Klärgasbildung

Kleinere Kläranlagen stabilisieren die anfallenden Klärschlämme meist simultan aerob, d.h. es sind hohe Schlammalter von über 25 Tagen erforderlich. Auf größeren Kläranlagen ist dagegen die anaerobe Schlammstabilisierung (Faulung) üblich. Klärgas entsteht bei der Abwasserreinigung während des Verfahrensschrittes der anaeroben Schlammstabilisierung. Voraussetzung für die Faulung des Schlammes sind geeignete Nährstoffe, Luftabschluss, Dunkelheit, eine Temperatur über 4 °C, ein schwach alkalischer Bereich und ge-

nügend Einwirkzeit. Die wesentlichen Parameter werden nachfolgend eingehender behandelt.

Temperatur

Methanbakterien unterscheidet man nach ihrem Temperaturoptimum in mesophile (30 bis 35 °C) und thermophile (50 bis 55 °C) Methanbakterien. Um einen intensiven Stoffumsatz und eine schnelle Methanbildung zu ermöglichen, sollten sowohl die Faulraumtemperatur auf dem Optimum für Methanbakterien gehalten werden als auch stärkere Temperaturschwankungen vermieden werden. Wegen der geringen Prozessstabilität wurde in der Vergangenheit selten thermophil gefault, zudem ist der ausgefaulte Schlamm geruchsintensiv und schlecht entwässerbar.

Nährstoffe

Zu den wichtigsten Bakteriennährstoffen gehören Kohlenstoff-, Stickstoff- und Phosphorverbindungen, die im häuslichen Abwasser reichlich vorhanden sind.

Gifte, Hemmstoffe

Der Faulprozess kann durch anorganische und organische Stoffe, die auf die Mikroorganismen im Faulschlamm toxisch wirken, gestört werden. Gelangen Giftstoffe in den Faulraum, so werden in der Regel zuerst die Methanbakterien geschädigt, dies bewirkt eine Verminderung der Methanproduktion. Gleichzeitig nimmt der CO₂-Anteil und die Anreicherung von organischen Säuren im Faulschlamm zu, was mit einer Abnahme des pH-Wertes verbunden ist (saure Gärung).

Die wichtigsten Stoffe, die zu Störungen im Faulprozess führen können, sind Schwermetalle, Cyanide, Benzin, Detergentien (Tenside = oberflächenaktive Stoffe) und andere Chemikalien.

Impfen und Durchmischung

Bei täglich beschickten Faulräumen sind sämtliche biochemischen Abbaustufen vorhanden, so dass sich eine Anlaufzeit vermeiden lässt. Es muss aber eine gute Kontaktmöglichkeit (Durchmischung) gewährleistet sein. Dazu wird der Rohschlamm wenigstens mit der gleichen Menge Faulschlamm vermischt, oder man wälzt den Faulrauminhalt nach der Rohschlammzugabe kräftig um.

Der Energiegehalt von Klärgas hängt direkt vom Methangehalt ab, der wiederum von verschiedenen Faktoren abhängig ist, wie z.B. Substrat, Vergärungsdauer oder der Art der Faulung. Für einen typischen Wert des Methananteils von 65 % ergibt sich ein Energieinhalt von 6,4 kWh/m³_N (zum Vergleich: Erdgas 10 kWh/m³_N /VIK 1999/).

2.1.4.2 Abbaustufen des Faulprozesses

Die sogenannte alkalische Methanfaulung, wie sie im Faulbehälter einer Kläranlage angestrebt wird, verläuft in mehreren biochemischen Reaktionsschritten, die eng miteinander gekoppelt sind (vgl. Abbildung 2-2).

Hydrolyse

Hier werden die partikulären, hochmolekularen Stoffe (z.B. Proteine, Polysaccharide) durch fakultativ anaerobe (hydrolisierende) Bakterien in eine gelöste Form überführt.

Versäuerung

In der Versäuerungsphase werden die niederen Fettsäuren, Alkohole, Wasserstoff und Kohlendioxid gebildet.

Acetogene Phase

Durch die acetogenen Bakterien werden die Zwischenprodukte der Versäuerungsphase in Essigsäure, Wasserstoff und Kohlendioxid umgewandelt. Diese Bakteriengruppe ist sehr empfindlich gegenüber Hemmstoffen und Temperatureinflüssen. Die acetogene Phase ist der geschwindigkeitsbestimmende Schritt des Faulungsprozesses /Thomé-Kozmiensky 1998/.

Methanogene Phase

Die Methanbakterien bilden aus der Essigsäure, Kohlendioxid und Wasserstoff das Klärgas, das überwiegend aus Methan (63 bis 68 %) und Kohlendioxid (32 bis 37 %) besteht.

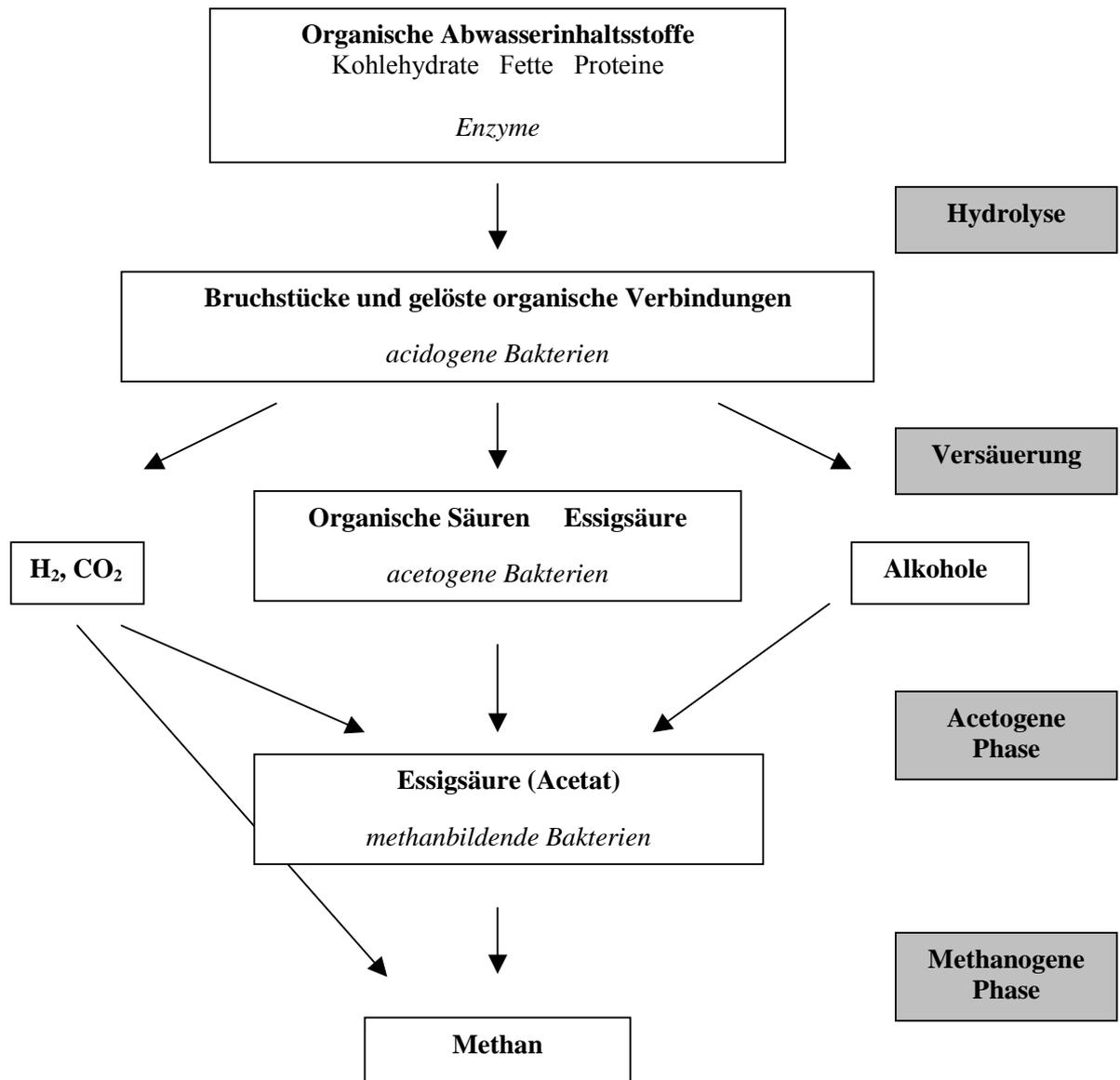
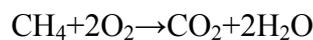


Abbildung 2-2: Abbaustufen der anaeroben Faulung

2.1.4.3 Abschätzung der anfallenden Klärgasmenge und -zusammensetzung

Ein Maß für das relevante Energiepotenzial im Abwasser ist der Kohlenstoff im Zulauf der Kläranlage. Dieser wird z.B. über den Summenparameter „chemischer Sauerstoffbedarf“ (CSB) erfasst. Gemäß der Gleichung



würden 1 kg CSB rund 0,35 m³_N Methan entsprechen /Kapp 1998/. Dieses theoretische Energiepotenzial des Abwassers steht jedoch nach der anaeroben Schlammstabilisierung nicht vollständig für den Energieträger Klärgas zur Verfügung, da

- im ausgefaulten Schlamm noch Energie enthalten ist,
- im gereinigten Wasser noch nicht abgebaute oder nicht abbaubare organische Verbindungen enthalten sind,
- bei der Abwasserreinigung ein Teil des CSB aerob veratmet werden muss, um die gewünschte Ablaufqualität sicherzustellen,

Neben der Zusammensetzung des Faulsubstrates und dessen Abbaubarkeit hängt die Klärgasausbeute von einer Vielzahl verfahrenstechnischer Randbedingungen ab. Zu den wichtigsten Einflussfaktoren gehören dabei die Schlammbeschaffenheit, die realen Belastungszustände, das vorhandene Faulraumvolumen, toxische Einflüsse und eine optimale Verfahrenstechnik. Tabelle 2-2 stellt in Abhängigkeit der Verfahrenstechnik der Abwasserreinigung den zu erwartenden Klärgasanfall dar.

Tabelle 2-2: Biogasanfall in Abhängigkeit der praktizierten Verfahrenstechnik /ATV-DVWK 2002a/

Betriebsweise der biologischen Reinigungsstufe	Organische Belastung von Vorklä- rung und Belebungsstufe	zu erwartender spezifischer Klärgasanfall
1. Schlammalter in den Belebungs- becken $t_{TS} = 8$ d (Nitrifikation im Sommer, ggf. Teildenitrifikation)	Zulauf Belebung: 35 g BSB ₅ /(EW·d), große Vorklä- rung	Mittelwert: 20,7 l/(EW·d) Schwankungsbreite: 16,5 – 25 l/(EW·d)
2. Schlammalter in den Belebungs- becken $t_{TS} = 15$ d (weitgehende Nitrifikation u. Denitrifikation ganz- jährig)	Zulauf Belebung: 35 g BSB ₅ /(EW·d)	Mittelwert: 18,3 l/(EW·d) Schwankungsbreite: 14,5 – 22 l/(EW·d)
3. Schlammalter in den Belebungs- becken $t_{TS} = 15$ d	Zulauf Belebung: 48 g BSB ₅ /(EW·d), kleine Vorklä- rung und Grobentschlammung	Mittelwert: 13,2 l/(EW·d) Schwankungsbreite: 10,5 – 15,9 l/(EW·d)
4. Schlammalter in den Belebungs- becken $t_{TS} = 15$ d	Zulauf Belebung: 60 g BSB ₅ /(EW·d), ohne Vorklä- rung	Mittelwert: 7,8 l/(EW·d) Schwankungsbreite: 6,2 – 9,4 l/(EW·d)
5. Aerobe Stabilisationsanlage mit $t_{TS} = 25$ d	Zulauf Belebung: 60 g BSB ₅ /(EW·d), ohne Vorklä- rung	Mittelwert: 4,4 l/(EW·d) Schwankungsbreite: 3,5 – 5,3 l/(EW·d)
Die Bezugsgröße EW (=Einwohnerwert) setzt sich als Summe von Einwohnerzahlen E (realen Personen) und den Einwohnergleichwerten EGW (hier werden Zuflüsse aus Industrie und Gewerbe erfasst) zusammen. Letzterer wird unter Maßgabe der organischen Belastung bestimmt.		

Die unterschiedlichen Schlammalter in Tabelle 2-1 und Tabelle 2-2 können nach dem Arbeitsblatt A131 /ATV-DVWK 2000/ durch die Abhängigkeit des Schlammalters vom Rei-

nigungsziel, der Temperatur und der Abwasserzusammensetzung erklärt werden. Das Bemessungsschlammalter reicht dabei von 6,6 Tagen (Reinigungsziel Nitrifikation, Temperatur 12 °C) bis 16 Tagen (Reinigungsziel Stickstoffelimination, Temperatur 10 °C). Die hier nicht relevanten aeroben Stabilisierungsanlagen werden für ein Schlammalter von 25 Tagen bemessen.

Punkt 1 der Tabelle 2-2 kann vernachlässigt werden, da unter den definierten Randbedingungen „Nitrifikation im Sommer, ggf. Teildenitrifikation“ die in Deutschland vorgeschriebenen Ablaufwerte /AbwV 2004/ nicht eingehalten werden können. Ebenso ist Punkt 5 nicht relevant, da der theoretisch zu erwartende Klärgasanfall auf den Anlagen nicht erfasst wird. Auf größeren Kläranlagen wird in Deutschland als biologische Reinigungsstufe eine weitgehende Nitrifikation und ganzjährige Denitrifikation am häufigsten angewendet. Für die Abschätzung des zur Verfügung stehenden Energiepotenzials wird daher für Kläranlagen mit einer Ausbaugröße von mehr als 50.000 EW ein Mittelwert für den spezifischen Klärgasanfall von 18,3 l/(EW·d) angenommen.

Auf Basis der erläuterten Grunddaten erfolgt im folgenden Abschnitt eine Einteilung in Größenklassen von Kläranlagen, die speziell auf das Vorhaben ausgerichtet ist.

2.2 Einteilung in Größenklassen

Die Abwasserverordnung /AbwV 2004/ sieht für Kläranlagen eine Einteilung in fünf Größenklassen vor. Die einzelnen Klassen ergeben sich aus der jeweiligen organischen Belastung. Eine gute Datenbasis für die Einteilung in Größenklassen bietet der jährlich von der ATV-DVWK durchgeführte Leistungsvergleich kommunaler Kläranlagen /ATV-DVWK 2002b/. Darin werden sämtliche Kläranlagen in Baden-Württemberg erfasst und bewertet. Der Leistungsvergleich ergab für Baden-Württemberg im Jahr 2001 das in Tabelle 2-3 dargestellte Bild.

Tabelle 2-3: Größenklassen für Kläranlagen nach /ATV-DVWK 2002b/

Ausbau-EW	Größenklasse	Anzahl der Anlagen	kumulierte Ausbau-EW
< 1000	1	284	132.684
1.000 - 5.000	2	363	942.348
5.001 - 10.000	3	150	1.126.135
10.001 - 100.000	4	280	8.825.103
> 100.000	5	41	10.503.300
Summe		1.118	21.529.570

Wegen der großen Spannweite der Größenklasse 4, deren unterste und oberste Grenze eine Zehnerpotenz auseinander liegen, wurde dieser Bereich für das Forschungsvorhaben in drei Unterklassen aufgeteilt. Um das wirtschaftliche und technische Potenzial besser abschätzen zu können, wurden die Klassen 4a (10.001 bis 50.000 EW), 4b (50.001 bis

75.000 EW) und 4c (75.001 bis 100.000 EW) eingeführt. Mit den für den Brennstoffzeleinsatz vielversprechendsten Größenklassen 4b, 4c und 5 werden rund 62 % aller Ausbau-Einwohnerwerte in Baden-Württemberg erfasst. Die in Tabelle 2-4 aufgeführten Werte beziehen sich auf die Anzahl aller Kläranlagen mit anaerober Schlammstabilisierung in Baden-Württemberg.

Tabelle 2-4: Modifizierte Einteilung der Größenklasse 4 (Stand 2001)

Ausbau-EW	Größenklasse	Anzahl der Anlagen	kumulierte Ausbau-EW
10.001 - 50.000	4a	166	4.261.820
50.001 - 75.000	4b	23	1.407.300
75.001 - 100.000	4c	14	1.264.700
Summe		203	6.933.820

Aufgrund der geringen Anzahl an Kläranlagen werden im weiteren Verlauf die Größenklassen 4b und 4c zur Größenklasse 4bc zusammengefasst.

2.3 Erhebung von Grundlagendaten

Die bislang dargelegten Daten basieren auf verschiedenen Literaturangaben /ATV-DVWK 2002a; ATV-DVWK 2002b; Dichtl et al. 1997; Austermann-Haun und Wendler 2000; Kapp 1998/. Mit der Auswertung von Erhebungen des Statistischen Landesamtes sollten die im vorangegangenen Kapitel getroffenen Annahmen verifiziert und mit realen Werten abgeglichen werden. Die parallel durchgeführte Fragebogenaktion verfolgte das Ziel, den aktuellen verfahrenstechnischen und energetischen Zustand aller Kläranlagen mit anaerober Schlammstabilisierung der Größenklassen 4bc und 5 zu erfassen. Die wesentlichen Erkenntnisse der beiden Erhebungen sind in den folgenden beiden Abschnitten dokumentiert.

2.3.1 Statistische Daten Baden-Württemberg

Um die theoretischen und der Literatur entnommenen Angaben bezüglich des Klärgasaufkommens zu verifizieren, wurden zunächst die vom Statistischen Landesamt Baden-Württemberg (StaLa) erhobenen Daten zur Klärgasgewinnung auf kommunalen Kläranlagen der Jahre 2001 und 2002 ausgewertet. Die ermittelten und für das Forschungsvorhaben relevanten Daten sind in Tabelle 2-5 zusammengefasst.

Tabelle 2-5: Relevante Daten aus den statistischen Erhebungen

	Einheit	StaLa 2001	StaLa 2002
Größenklassen	-	4bc und 5	4bc und 5
Anzahl Kläranlagen	-	74	75
erfasste Ausbau-EW	-	11.388.300	11.511.300
Anzahl installierte BHKW	-	61	63
Klärgasanfall	m ³ _N	62.843.825	65.187.666
spez. Klärgasausbeute	l/EW*d	21,0	21,6
Stromerzeugung	kWh/a	70.126.545	74.690.477
Methananteil	%	65,5	65,0

Die Auswertung der Erhebungen des Statistischen Landesamtes korrelieren sehr gut mit den Daten des Leistungsvergleichs kommunaler Kläranlagen /ATV-DVWK 2002b/ sowie den getroffenen Annahmen. Die wesentlichen Daten der statistischen Erhebungen für die Potentialabschätzung in Kapitel 7 sind in Tabelle 7-1 dargestellt.

2.3.2 Fragebogenaktion

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurde eine umfangreiche Fragebogenaktion durchgeführt, in der alle 75 Kläranlagen mit anaerober Schlammfäulung der Größenklassen 4bc und 5 angeschrieben wurden. Neben zahlreichen klärtechnischen Fragen wurde verschiedene energetische Aspekte abgefragt. In der Anlage dieses Berichtes findet sich exemplarisch der an die zuständigen Behörden bzw. direkt an die Kläranlagen verschickte Fragebogen. Nachfolgend sollen die wesentlichen Erkenntnisse dieser Umfrage kurz dargestellt werden.

Positiv war der gute Rücklauf der Aktion (vgl. Abbildung 2-3), so dass die ermittelten Werte als aussagekräftige Basis einer Verifikation der angesetzten bzw. aus der Literatur entnommenen Daten verwendet werden konnten. Angaben, die nicht plausibel erschienen, wurden direkt beim Kläranlagenbetreiber nochmals nachgefragt. Konnten dennoch bestehende Unstimmigkeiten oder Zweifel nicht endgültig geklärt werden, wurden die Daten im weiteren nicht mehr berücksichtigt. Insgesamt mussten die Angaben von lediglich vier Kläranlagen vernachlässigt werden.

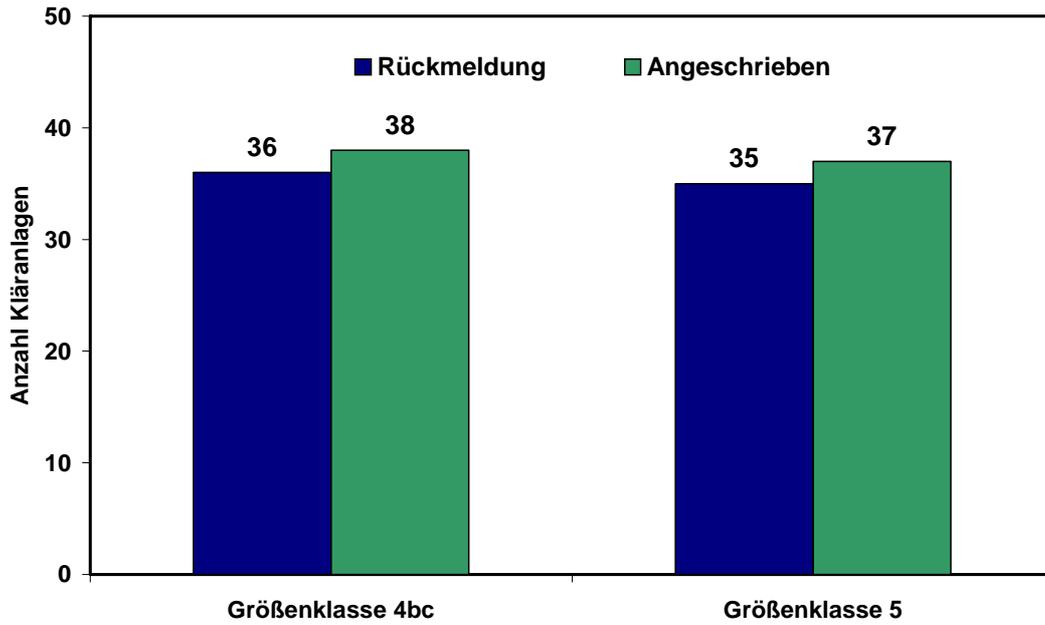


Abbildung 2-3: Rücklaufquote der Fragebogenaktion nach Größenklassen

In Abbildung 2-4 sind die tatsächlichen spezifischen Klärgasausbeuten der sich an der Umfrage beteiligenden Kläranlagen zusammengefasst.

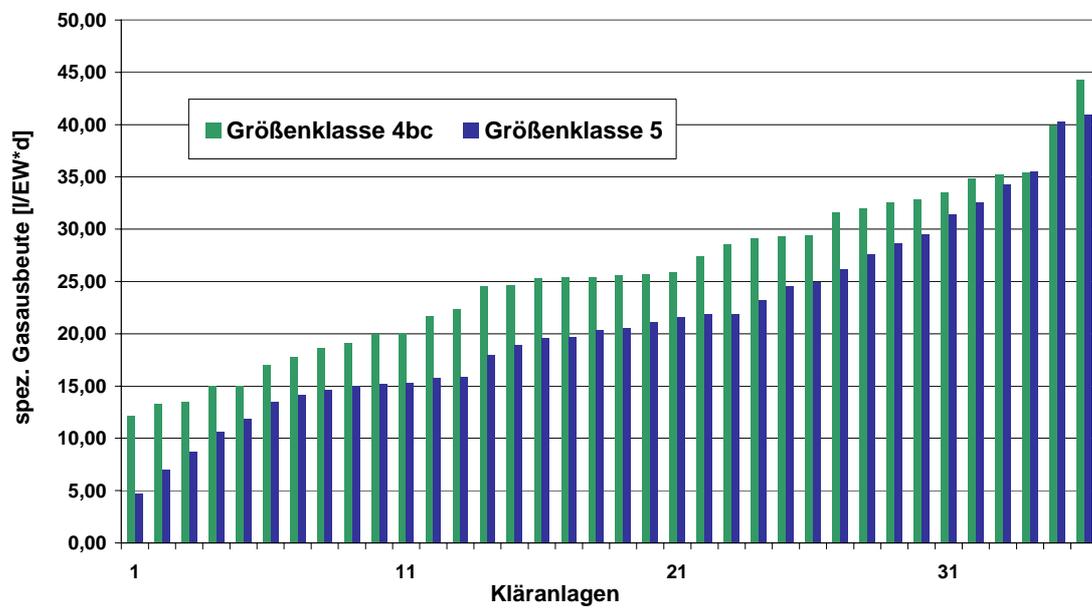


Abbildung 2-4: Spezifische Klärgasausbeuten

Die hohen spezifischen Gasausbeuten mit Werten zum Teil über 40 l/EW*d sind Sonderfälle und lassen sich durch die Mitbehandlung organischer Abfallprodukte erklären. Als Beispiel können die methanolhaltigen Enteisungswässer des Stuttgarter Flughafens genannt werden, die teilweise direkt in den Faulbehälter der Kläranlage gegeben werden. Diese weisen sehr hohe CSB-Konzentrationen auf und tragen zu den überdurchschnittlich hohen Gasausbeuten bei. Die sehr niedrigen spezifischen Klärgasausbeuten sind meist auf betriebliche Störungen zurückzuführen. Die wichtigsten Ergebnisse aus der Umfrageaktion sind in Tabelle 2-6 zusammengefasst.

Tabelle 2-6: Ergebnisse der Fragebogen-Auswertung

	Einheit	Größenklasse 4bc	Größenklasse 5
Auslastung f¹	%	71,1	73,5
Methangehalt	%	63,6	63,7
spez. Klärgasproduktion	l/EW*d	25,7	21,3
inst. BHKW-Kapazität	kW	7.585	15.927
¹ Der Auslastungsgrad f der Gesamtanlage ist definiert als Quotient von angeschlossenen EW (= aktuelle Belastung der Anlage) und dem Ausbau-EW (= Bemessungswert bei der Planung).			

Der ermittelte Auslastungsgrad f korreliert sehr gut mit den Werten nach /LfU 1998/ und bestätigt die getroffenen Annahmen. Ebenso entsprechen die Mittelwerte des Methangehaltes den Literaturangaben. Lediglich die Daten betreffend der spezifischen Klärgasausbeute liegen über den bislang dokumentierten Zahlenwerten. Dies liegt in der stärkeren Gewichtung von einzelnen Sonderfällen mit den bereits erwähnten überdurchschnittlich hohen Gasausbeuten. Die Angaben zur installierten BHKW-Kapazität werden in Kapitel 7 weiter diskutiert.

Als wesentliches Ergebnis der Literaturrecherchen, der Auswertung der Daten des Statistischen Landesamtes sowie der Umfrageaktion werden für das weitere Vorgehen die folgenden Werte festgelegt:

- Für die spezifische Klärgasproduktion werden 19,3 l/EW*d angesetzt.
- Der spezifische Heizwert des Klärgases wird auf 6,0 kWh/m³_N beziffert.

Die zuvor getroffenen Annahmen wurden bestätigt. Im Sinne einer konservativen Ermittlung des Potenzials sowie als Ergebnis der Diskussionen des projektbegleitenden Beirats bei den verschiedenen Treffen wurden die Zahlenwerte festgelegt.

3 Energetische Analyse von Kläranlagen

3.1 Energetische und verfahrenstechnische Analyse von Kläranlagen

In den letzten Jahrzehnten war im Bereich der Abwasserforschung das Ziel der Arbeiten auf die Verbesserung der Ablaufqualität des Abwassers fokussiert. Dies hatte zur Folge, dass erst seit wenigen Jahren der energetische Aspekt auch auf Kläranlagen interessanter wurde und in verschiedenen Vorhaben eingehender analysiert wurde.

Die Energieoptimierung eines derart komplexen Gebildes, wie es eine Kläranlage darstellt, erfordert die integrale Zusammenarbeit der verschiedenen Fachleute aus den Bereichen Verfahrenstechnik, Energie und Betrieb. Mit den Handbüchern „Energie in Kläranlagen“ /Müller et. al 1999/ und „Stromverbrauch auf kommunalen Kläranlagen“ /LfU 1998/ wurden Bewertungstools geschaffen, die es ermöglichen, Kläranlagen energetisch besser einschätzen zu können. Dennoch ist es aufgrund der zahlreichen Verfahrensvarianten sehr schwierig, generelle Aussagen zur energetischen Energieoptimierung zu treffen. Tabelle 3-1 liefert eine Übersicht an Toleranz- und Zielwerten der für das Vorhaben relevanten Größenklassen und Reinigungsverfahren. Die Toleranzwerte repräsentieren die jeweiligen Medianwerte in den betrachteten Größenklassen. Bei den Zielwerten handelt es sich um Verbrauchswerte, die bei energiebewusster Planung und Betriebsweise erreicht bzw. unterschritten werden können.

Tabelle 3-1: Toleranz- und Zielwerte für den spezifischen Stromverbrauch

Verfahren	GK 4		GK 5	
	Toleranzwert	Zielwert	Toleranzwert	Zielwert
	[kWh/(EW·a)]		[kWh/(EW·a)]	
Einstufige Belebung				
- ohne N	28	18		
- mit N, ohne und mit DN	32	20	27	18
N = weitgehende Nitrifikation, DN = gezielte Denitrifikation				

Die Toleranz- und Zielwerte in Tabelle 3-1 sind aus /LfU 1998/ entnommen und basieren auf einer Umfrageaktion aus den Jahren 1995 und 1996. Dabei fanden insgesamt 710 Kläranlagen aus Baden-Württemberg Eingang in die Auswertungen. Um die ermittelten Zielwerte erreichen zu können, ist ein energetisch optimierter Verfahrensprozess erforderlich, der die entsprechenden anlagentechnischen Voraussetzungen und ein qualifiziertes Personal erfordert. Diese Bedingungen können nicht alle Kläranlagen erfüllen, dies führt zu einer unterschiedlichen energetischen Effizienz der einzelnen Anlagen. Die Spanne der im Rahmen der Erhebungen erfassten Verbrauchswerte wird in der nachfolgenden Tabelle 3-2 dargestellt. Daneben werden Maßnahmen zur energetischen Optimierung erläutert, mit denen auch die aufgeführten Minimalwerte der einzelnen Verfahrensschritte erklärt werden

können. Maßgebend für die Einstufung in die absteigende Reihenfolge sind die Maximalwerte.

Tabelle 3-2: Schwankungsbreite des spezifischen Stromverbrauchs einzelner Verbrauchsstellen auf Belebungsanlagen /LfU 1998/

Verfahrensschritt	Spannbreite [kWh/(EW·a)]	Möglichkeiten zur Optimierung
Belüftung BB	6,38 – 32,40	Druckbelüftung energetisch günstiger, Minimierung des Sauerstoffgehaltes im BB durch Regelung und Steuerung, Verdichter mit abgestufter Leistung
Hebewerke	2,23 – 11,59	geringe Förderhöhen, Systemoptimierung (Bsp. Einstauung)
Filtration	1,77 – 9,20	Abwasseranhebung < 4 m bzw. Durchfluss im freien Gefälle, geringerer Spülaufwand bei geringerer Feststoffbeladung der Filter
Faulbehälter	1,10 – 7,37	Umwälzung des Faulbehälterinhaltes mittels Gaseinpressung, Dimensionierung der Pumpen beachten
RLS-Förderung	0,99 – 6,08	geringe Förderhöhen, Pumpen mit abgestufter Leistung
Umwälzung DN	0,64 – 4,82	langsam laufende Rührwerke mit Leistungsdichte < 2 W/m ³
int. Rezirkulation	0,45 – 4,71	günstige Zuordnung N- und DN-Teil (Rohrpropellerpumpen in den Trennwand, Förderhöhen < 0,5 m)
Sandfang	0,02 – 4,12	bei belüfteten Sandfang Anschluss an Luftleitung zum Belebungsbecken, Lufteintrag reduzieren (Bsp. 0,5 m ³ /m ³ ·h), lange Räumintervalle
Räumer NKB	0,15 – 3,40	Schwimmschlamm Bildung vermeiden

BB = Belebungsbecken, RLS = Rücklaufschlamm, NKB = Nachklärbecken

Neben der betrieblichen und anlagentechnischen Optimierung kann übergeordnet bereits eine koordinierte Kläranlagen- und Kanalnetzplanung den Energieverbrauch reduzieren. Bei geringeren Abwassermengen kann der energetische Bedarf vor allem bei den Hebewerken und der Belüftung gesenkt werden. Die Maßnahmen sind dabei auf zwei Ebenen anzusetzen: Zum einen das Wassersparen direkt bei den Verbrauchern sowie die Reduzierung der Fremd- und Regenwassermengen. Wichtige Ansatzpunkte einer solchen Abwassermengenreduktion sind /Müller et. al 1999/:

- Verbrauchsabhängige Wasserabrechnung als Sparanreiz
- Wassersparende Geräte
- Ausbau getrennter Kanalsysteme
- Separate Ableitung des Niederschlagswassers, soweit möglich mit Versickerung
- Statt Regenüberlaufbecken alternative Verfahren (z.B. Bodenfilter)

3.2 Integration zusätzlicher Komponenten und Verfahrensschritte

3.2.1 Steigerung der Klärgasausbeute durch Co-Fermentation

Die gemeinsame Vergärung von Klärschlamm und organischen Industrieabfällen in Faulbehältern kommunaler Kläranlagen wird als Co-Fermentation bezeichnet. Die Mitbehandlung kläranlageneigener Fettabscheiderinhalte kann als Stand der Technik angesehen werden, über die Co-Fermentation anderer organischer Industrieabfälle ist bislang jedoch nur sehr wenig bekannt.

Durch die Abfälle, Produktionsrückstände sowie verdorbene Produkte bietet vor allem die Nahrungs- und Genussmittelindustrie ein enormes Potenzial an Substraten für die Co-Fermentation. Aufgrund der Vielzahl an potentiellen Co-Substraten einerseits und der individuellen Konzeption von Kläranlagen andererseits lässt sich jedoch kein Patentrezept für das Verfahren der Co-Fermentation erstellen. Nach /Austermann-Haun und Wendler 2000/ können aber schon einige allgemeingültige Aussagen getroffen bzw. Empfehlungen gegeben werden.

Die eigentliche Aufgabe der Kläranlagen - die Abwasserreinigung - darf durch die Co-Fermentation zu keiner Zeit gefährdet werden. Bestehende Genehmigungen sind dabei zu berücksichtigen und für die Co-Fermentation ggf. zu ergänzen. Die Prozessstabilität hat unbedingten Vorrang vor der Steigerung der Klärgasproduktion, die Vorbehandlung der Co-Substrate hat dabei große Bedeutung. Einerseits müssen die Organikabfälle so aufbereitet werden, dass durch ihre Zugabe betriebs- und prozesstechnische Störungen vermieden werden, andererseits hat die Vorbehandlung die Aufgabe für einen guten Aufschluss und somit für eine gute Verfügbarkeit zu sorgen.

Entscheidender Vorteil für die Co-Fermentation ist die Tatsache, dass die technischen Voraussetzungen auf Kläranlagen gegeben sind. Es stehen genügend freie Kapazitäten zur Verfügung, da die meisten Faulbehälter auf Kläranlagen nicht ausgelastet sind und zur Vergärung pastöser, wasserhaltiger organischer Abfälle herangezogen werden können. In Tabelle 3-3 wird gezeigt, dass die tatsächlichen oTS-Raumbelastungen als Bemessungsparameter weit unter den Bemessungswerten liegen. Die Auswertung verschiedener Literaturangaben und Umfrageergebnisse /Austermann-Haun und Wendler 2000/ ergab, dass Faulbehälter ohne Einbußen der Abbauleistung Raumbelastungen von 3 bis 4 kg oTS/(m³·d) verkraften können.

Tabelle 3-3: Belastung bestehender Faulanlagen /Kapp 1984/

Parameter	Einheit	Mittelwert	Median	Bemessungswerte	Anzahl der Anlagen
Aufenthaltszeit t_R	[d]	39,5	33	20 - 25	206
Raumbelastung B_R	[kg oTS/(m ³ ·d)]	1,01	0,87	2,0 - 3,0	84
TS-Gehalt	[%]	3,0	3,6	7 - 9	54

Des Weiteren sind die Prozessparameter von mesophilen Faulbehältern und Biogasvergärungsanlagen nahezu identisch. Neben zahlreichen weiteren Vorteilen müssen aber auch Nachteile und Risiken der Co-Fermentation berücksichtigt werden. Der Faulbehälterbetrieb sowie die Belastungen der Belebungsstufe und die Beeinflussung der Ablaufqualität müssen eingehend analysiert werden. Generell ist über das Trübwasser mit einer Rückbelastung der Belebungsstufe zu rechnen. Handelt es sich dabei um Substanzen, die biologisch nicht vollständig abbaubar sind, kann dies außerdem zu einer Verschlechterung der Qualität des Kläranlagenablaufs führen. Deshalb sind der Zusammensetzung und der Abbaubarkeit der Substrate besondere Bedeutung beizumessen.

Als problematisch gestalten sich die rechtlichen Voraussetzungen einer Mitbehandlung von Co-Substraten in Abwasserreinigungsanlagen. Das Fehlen einer eindeutigen Rechtsgrundlage führt dazu, dass in vielen Fällen die Genehmigung der Co-Fermentation zur Auslegungssache der zuständigen Behörden wird. Diese Unsicherheit wird durch den Konflikt zwischen Abfall- und Wasserrecht verstärkt, daneben müssen die Inhalte einer Vielzahl von Gesetzen und Verordnungen beim Betreiben einer Co-Fermentation in Faulbehältern grundsätzlich berücksichtigt werden. Als Folge dieser rechtlichen Problematik und der Befürchtungen von negativen Beeinflussungen des Verfahrensprozesses kann beobachtet werden, dass sich sowohl die Kläranlagenbetreiber zurückhaltend gegenüber dem Einsatz von Co-Substraten äußern als auch die zuständigen Behörden zögern, Genehmigungen bzw. Erlaubnisse zur Co-Fermentation zu erteilen.

Aufgrund der Vielzahl der Substrate, mangelnder praktischer Erfahrungen mit der Co-Fermentation und den unterschiedlichen Randbedingungen auf den einzelnen Kläranlagen ist es äußerst schwierig, die zu erwartende Steigerung der Klärgasausbeute abzuschätzen. Es erscheint auch unter Berücksichtigung der rechtlichen Problematik nicht sinnvoll, im Rahmen einer Potenzialabschätzung für ganz Baden-Württemberg die zweifellos vorhandenen Vorteile der Co-Fermentation in diesem Vorhaben zu berücksichtigen. Im Falle der Realisierung eines Pilotprojektes wird aber dringend empfohlen, mit den Betreibern der Kläranlage und den zuständigen Genehmigungsbehörden die Möglichkeit einer Co-Fermentation zu erörtern.

3.2.2 Elektrolyseur

Bei der Elektrolyse wird durch die Zuführung von elektrischer Energie Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Die technische Anlage zur Durchführung dieser Elektrolyse wird als Elektrolyseur bezeichnet.

Die Wasserzersetzung durch die Elektrolyse verläuft in zwei Teilreaktionen an zwei Elektroden, die durch einen Ionen leitenden Elektrolyten getrennt sind. Zur Erzeugung von 1 m_N^3 Wasserstoff und entsprechend $0,5 \text{ m}_N^3$ Sauerstoff sind etwa $0,8$ Liter deionisiertes Wasser sowie ein elektrischer Energieeinsatz von etwa $4,8 \text{ kWh/m}_N^3$ notwendig. Bezogen auf den Energieinhalt von Wasserstoff ergibt sich ein Systemwirkungsgrad von etwa 60% .

Beide Produkte, sowohl Wasserstoff als auch Sauerstoff, fallen mit einem sehr hohen Reinheitsgrad an und eröffnen damit verschiedene Nutzungsoptionen (vgl. Abbildung 3-1).

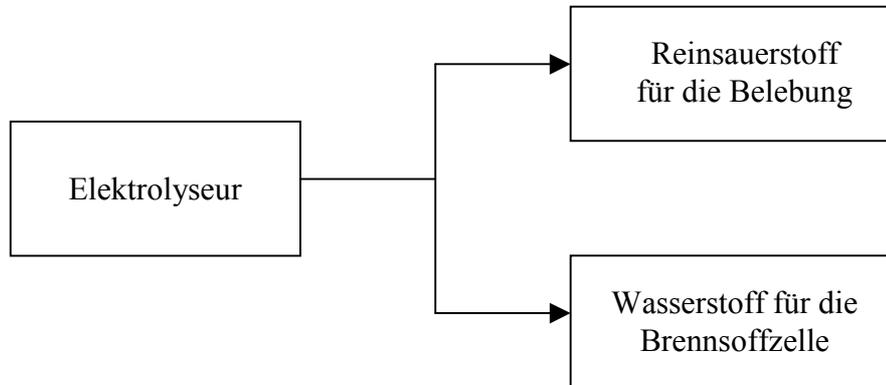


Abbildung 3-1: Nutzungsoptionen eines Elektrolyseurs

Die Belüftung der biologischen Stufe mit Reinsauerstoff ist mit verschiedenen verfahrenstechnischen und energetischen Vorteilen verbunden. Abhängig davon, ob die bisherige Luftversorgung vollständig substituiert werden kann oder lediglich eine Induzierung von geringen Mengen Reinsauerstoff erfolgt, können die folgenden verfahrenstechnischen Vorteile aktiviert werden /Gredigk-Hoffmann 2003/:

- besserer Sauerstoffübergang
- erhöhte Belebtschlammkonzentration
- geringerer Schlammindex
- verbesserte Sedimentationsfähigkeit
- geringerer spezifischer Schlammanfall
- kleinere Gebläse
- geringerer spezifischer Energiebedarf in der Belebung

Demgegenüber müssen verschiedene Nachteile der Belüftung mit Reinsauerstoff angeführt werden. Betriebliche Erfahrungen auf verschiedenen Kläranlagen haben gezeigt, dass eine Induzierung mit Reinsauerstoff in die Belebungsstufe lediglich zum Abfahren von Lastspitzen geeignet ist. Derartige Lastspitzen treten beispielsweise in touristischen Regionen auf, da es wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, die Beckenvolumina und die Anlagentechnik auf saisonale Spitzenwerte auszulegen. Ein weiteres betriebliches Problem stellt der geringe

erforderliche Eintrag an Sauerstoff dar. Damit besteht die Gefahr, dass eine ausreichende Umwälzung des Wassers in den Belebungsbecken nicht mehr gewährleistet ist und zusätzliche Anlagentechnik in Form von Rührwerken installiert werden muss. Zudem ist der Anfall größerer überschüssiger Strommengen zum Betrieb des Elektrolyseurs nach derzeitigen Stand auch beim Einsatz von Brennstoffzellen zur Klärgasverstromung nicht zu erwarten. Aufgrund der hohen Investitionskosten sowie der nötigen Energie und den damit verbundenen Wirkungsgraden bei der Erzeugung von Reinsauerstoff wird der ökonomische Vorteil einer Integration eines Elektrolyseurs in den Gesamtprozess bezweifelt.

Aus den erläuterten Gründen wird von einer weiteren Berücksichtigung der Integration eines Elektrolyseurs für das Vorhaben im Weiteren abgesehen.

3.2.3 Wärmetauscher

Der Einsatz von Wärmetauschern wird auf Kläranlagen bereits in großen Umfang praktiziert. Standard auf vielen Kläranlagen ist beispielsweise die Beheizung von Faulbehältern mittels Wärmetauschern. Als weiterer alternativer Prozessschritt wurden die Möglichkeiten erörtert, die beim Betrieb der Brennstoffzelle anfallende Abwärme zur Aufheizung des Belebtschlammes zu nutzen bzw. direkt den Zulauf zu den Belebungsbecken zu erwärmen. Brennstoffzellen weisen im Vergleich zu anderen Technologien der Stromerzeugung hohe elektrische Wirkungsgrade auf, mit der Folge niedrigerer thermischer Wirkungsgrade. Aus diesem Grund fallen beim Einsatz von Brennstoffzellen geringere Abwärmemengen als bei der Nutzung von BHKW zur Stromerzeugung bei gleichen Leistungsgrößen an. Eine Abschätzung des erforderlichen Wärmebedarfs ergab, dass die nötige Wärmemenge für das angedachte Konzept nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Daher erscheint sowohl die energetische Umsetzung als auch die wirtschaftliche Machbarkeit als fragwürdig. Im weiteren wird der Aspekt Wärmetauscher nicht weiter untersucht.

3.2.4 Thermische Klärschlamm-trocknung

Mit dem fortschreitenden Bemühen um eine weitergehende Abwasserreinigung fallen in zunehmenden Maße Klärschlämme an. Klärschlämme lassen sich nicht vermeiden und nur bedingt vermindern. Es ergibt sich daher für jeden Kläranlagenbetreiber die Aufgabe, diese Klärschlamme zu entsorgen.

Neben dieser technischen Bedeutung der Klärschlammbehandlung und -entsorgung für die Abwasserbehandlung rücken auch die ökonomischen Gesichtspunkte dieses Aufgabenbereiches immer weiter in den Mittelpunkt. Vor diesem Hintergrund und den sich verändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen sollten im Rahmen dieser Forschungsarbeit auch die Möglichkeiten der Abwärmenutzung beim Betrieb von Brennstoffzellen zur thermischen Trocknung von Klärschlammen untersucht werden.

Derzeit kann die Entsorgung des anfallenden Klärschlammes noch als gesichert bezeichnet werden. Die Erhöhung der gesetzlichen Anforderungen an die Entsorgung hat jedoch nicht nur die bereits erwähnte Kostensteigerung zur Folge, sondern wird bei einer konsequenten Umsetzung auch zu regionalen Entsorgungsengpässen führen. Einen wesentlichen Beitrag zur Entsorgungssicherheit kann die Klärschlamm-trocknung leisten, denn das Trockengut kann prinzipiell in allen Entsorgungswegen eingesetzt werden.

Bei der Klärschlamm-trocknung handelt es sich jedoch um eine Technologie, die einen hohen Investitionsaufwand erforderlich macht und beträchtliche Betriebskosten verursacht. Dies gilt im Besonderen für Anlagen mit einer niedrigen Durchsatzleistung oder einem unzureichenden Auslastungsgrad. Trotz der erheblichen Einflüsse auf die Klärschlamm-behandlungs- und -entsorgungskosten bestehen für die Planung von Trocknungsanlagen bislang nur mangelhafte oder unzureichende Anleitungen bzw. Empfehlungen. Dieses Defizit ist auf die uneinheitlichen Randbedingungen an den jeweiligen Standorten und auf die komplexe Verfahrenstechnik einer Klärschlamm-trocknungsanlage zurückzuführen, deren Planung ein umfangreiches Detailwissen aus vielen unterschiedlichen Fachrichtungen erfordert /Brautlecht 2000/.

In zahlreichen Gesprächen mit Kläranlagenbetreibern und Verantwortlichen verschiedener Abwasserzweckverbände wurde zudem deutlich, dass zum Teil sehr unterschiedliche Konzepte zur zukünftigen Klärschlamm-entsorgung präferiert werden. Generell ist festzustellen, dass die zur Zeit niedrigen Entsorgungskosten bei einer Mitverbrennung zunehmend dazu führen werden, dass die bestehenden Kapazitäten in Abfallverbrennungsanlagen, Kohle-kraftwerken oder industriellen Feuerungsanlagen für die Klärschlamm-entsorgung genutzt werden. Die zukünftige Bedeutung der Klärschlamm-trocknung wird entscheidend durch die Entwicklung auf dem Klärschlamm-entsorgungsmarkt und den Einflüssen der Gesetzgebung geprägt sein. Aus diesen Gründen erscheint es zum Zeitpunkt der Berichtserstellung nicht sinnvoll, im Rahmen dieser Forschungsarbeit die Integration einer Klärschlamm-trocknung in den Verfahrensprozess Kläranlage weiter zu verfolgen.

3.2.5 Fazit

Einige der alternativen und innovativen Konzepte, die im Zusammenhang mit einer energetischen Analyse des Verfahrensprozesses Kläranlage das Ziel verfolgen, sich dem energieautarken Betrieb einer Kläranlage zu nähern, erscheinen derzeit noch nicht realisierbar. Meist konnten ökonomische Faktoren als Hindernis ermittelt werden, zudem stellt die Integration mehrerer unterschiedlichster neuer Verfahrenskonzepte ein nicht unerhebliches Problem für die Kläranlagenbetreiber dar. Im Rahmen einer landesweiten Potenzialabschätzung des Brennstoffzelleneinsatzes auf Kläranlagen für Baden-Württemberg ist es nicht zielführend, die erläuterten Ideen weiter zu diskutieren. Im Einzelfall wird jedoch empfohlen, alle dargelegten Varianten kritisch zu prüfen. Dies stellt den momentanen

Stand der Kenntnisse dar, die keineswegs den Anspruch auf eine langfristige Gültigkeit erheben. Besonders die zu erwartenden Veränderungen im Bereich der Klärschlammbehandlung sowie die ökonomischen und technischen Entwicklungen im Bereich der Nutzung von Elektrolyseuren müssen stetig neu bewertet werden.

4 Fallbeispiel Modellkläranlage

4.1 Grundlagen

Als Modellkläranlage wurde eine für Baden-Württemberg typische Kläranlage mit einstufiger Belebungsanlage, vorgeschalteter Denitrifikation und anaerober Schlammstabilisierung (Faulung) definiert (vgl. Abbildung 2-1).

Zur Bestimmung des Strom- und Wärmebedarfs des Fallbeispiels Modellkläranlage erfolgt eine räumliche Aufteilung der Anlage in einzelne Baugruppen, wie sie in Tabelle 4-1 aufgeführt sind.

Tabelle 4-1: Aufteilung der Modellkläranlage in Baugruppen

Baugruppe	zugehörige Verfahrensschritte und Verbraucher	Strombedarf	Wärmebedarf
Mechanische Stufe	Mechanik (Rechen etc.), Verwaltung, Werkstatt	ja	ja
Biologie	Turboverdichter, Rücklaufschlamm, Rührwerke	ja	nein
Filtration	Endmessstelle, Filter	ja	nein
Schlammbehandlung	Heizung, Faulung, Eindickung, Entwässerung	ja	ja
Klärgasbehandlung	Klärgasreinigungsstufe (Entschwefelung, Enthalogenisierung, Entfeuchtung, etc.)	ja	nein

Im folgenden Abschnitt wird sowohl das Energieangebot als auch der Energiebedarf einer Kläranlage ermittelt. Dabei dient die Modellkläranlage als Ausgangspunkt. Die erhaltenen Werte für Energieangebot und Energiebedarf stellen später die Grundlage zur Untersuchung der Energieversorgung der Modellkläranlage durch Brennstoffzellen und Vergleichstechnologien dar.

4.2 Klärgasangebot der Modellanlage

Beispiele für die typische Zusammensetzung des Klärgases, das auf Kläranlagen in Baden-Württemberg anfällt, sind auf der Basis von Messwerten aus verschiedenen Kläranlagen in Tabelle 4-2 dargestellt. Es ergeben sich Methangehalte zwischen 53,6 und 63,9 %, die CO₂-Anteile liegen zwischen 34,4 und 46,1 %. Der spezifische Energieinhalt (Heizwert) bewegt sich in einem Wertebereich von 5,4 bis 6,36 kWh/m_N³. Zusätzlich enthält das Klärgas kläranlagenspezifische Verunreinigungen, wie Siloxan-, Halogen- oder Schwefelverbindungen. Die aufgeführten Meßwerte dienen in Tabelle 5-2 als Grundlage des Vergleichs des Reinigungsaufwands verschiedener Gassorten für die Nutzung in unterschiedlichen Typen von Brennstoffzellen.

Tabelle 4-2: Zusammensetzung und Energieinhalt von Klärgasproben aus verschiedenen Kläranlagen in Baden-Württemberg

Bestandteil		Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4	Anlage 5	Anlage 6
Methan	[Vol.-%]	63,07	56,4	62,5	63,9	53,6	59,6
Kohlendioxid	[Vol.-%]	36,21	41,9	34,4	35,0	46,1	40,2
Stickstoff	[Vol.-%]	0,71	1,4	2,4	1,0	0,3	
Sauerstoff	[Vol.-%]	0,00		0,6	< 0,1	< 0,1	
Siloxane	[mg/m _N ³]	8,7		5,8-6,0	14	2,6	3,7
Schwefel	[Vol.-%]	0,5	39 mg/m _N ³	< 2 mg/m _N ³			
Halogene	[mg/m _N ³]	< 1		< 1			
Fluor	[mg/m _N ³]		< 5			< 0,5	< 0,1
Chlor	[mg/m _N ³]		< 5			< 0,5	0,17
Wasserstoff	[Vol.-%]		< 0,1				
Schwefelwasserstoff	[mg/m _N ³]		35		7	11	5,4
Kohlenmonoxid	[Vol.-%]		< 0,5	0,005			
Sauerstoff/Argon	[Vol.-%]		0,3				
Leichtfl. Chlor-KW	[mg/m _N ³]		n.n.				
BTX-Aromaten	[mg/m _N ³]		n.n.			0,4-0,7	
Energieinhalt							
Heizwert	[kWh/m _N ³]	6,3	5,61	6,25	6,36	5,4	6,0
Brennwert	[kWh/m _N ³]	7,0	6,23	6,94	7,06	6,0	6,67

Die im Faulbehälter anfallende Gasmenge ist zeitlich nicht konstant. Zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen von Klärgasproduktion bzw. -bedarf sind zwischen Faulbehälter und Gasverbraucher Zwischenspeicher installiert. Somit kann für die Praxis von einem kontinuierlichen Energieaufkommen auf der Kläranlage ausgegangen werden. Das Fassungsvermögen dieser Zwischenspeicher liegt, vor allem aus Kostengründen, i. d. R. lediglich in der Größenordnung von etwa einer Tagesproduktion. Damit sind die Speicherbehälter nicht zum Ausgleich saisonaler Schwankungen auf der Nachfrageseite geeignet.

Für die Modellanlage mit 100.000 Anschluss-EW werden, basierend auf den Ergebnissen einer Umfrage bei Baden-Württembergischen Kläranlagen der Größenklassen 4bc und 5, eine spezifische Gasproduktion von 19,3 l/(Anschluss-EW·d) und ein spezifischer Heizwert von 6 kWh/m_N³ angesetzt. Daraus ergibt sich eine Klärgasproduktion der Modellanlage von 482,5 kWh/h.

4.3 Energiebedarf der Modellanlage

Der Energiebedarf von Kläranlagen setzt sich hauptsächlich aus einem zeitlich variablen und vor allem von äußeren Einflüssen bestimmten Strom- und Wärmebedarf zusammen. Zur Bestimmung des zeitlichen Verlaufs des Energiebedarfs einer Kläranlage wird das Gesamtjahr in insgesamt acht verschiedene Tagestypen zerlegt, die den wechselnden Einfluss jahreszeitlich bedingter Temperaturschwankungen von Außenluft und Abwasser

(Sommer/Winter), Niederschlägen (Trockentag/Regentag) und Wochenverlauf (Werktag/Wochenende) widerspiegeln (vgl. Tabelle 4-3). Jedem dieser Tagestypen wird nach seiner Häufigkeit im Jahresverlauf eine bestimmte Anzahl von Tagen zugewiesen, deren Verteilung sich an Messwerten der Kläranlage Breisgauer Bucht für das Jahr 2002 orientiert.

Tabelle 4-3: Tagestypen zur Charakterisierung von Abwasseranfall und Energiebedarf der Modellkläranlage

Nummer Tagestyp	Charakterisierung der Tagestypen nach Einflußfaktoren			Anzahl der Typtage pro Jahr
	Jahreszeitlicher Verlauf	Wochenverlauf	Niederschläge	
1	Sommer	Werktag	Trockentag	58
2	Sommer	Werktag	Regentag	73
3	Sommer	Wochenende	Trockentag	23
4	Sommer	Wochenende	Regentag	29
5	Winter	Werktag	Trockentag	57
6	Winter	Werktag	Regentag	73
7	Winter	Wochenende	Trockentag	23
8	Winter	Wochenende	Regentag	29

4.3.1 Strombedarf der Modellanlage

Zur Bestimmung des Strombedarfs der Modellkläranlage erfolgt eine Aufteilung der Anlage in einzelne Baugruppen und Verbrauchsstellen, die mit ihrem EW-spezifischen Jahresstrombedarf in Tabelle 4-4 aufgeführt sind. Als Grundlage der Strombedarfsermittlung für die Modellkläranlage dienen Verbrauchsmessungen der Kläranlage Breisgauer Bucht (518.000 Anschluss-EW), die im Jahr 2002 auf Stundenbasis für die jeweiligen Typtage und Baugruppen durchgeführt wurden. Lediglich die Verbrauchswerte der Klärgasreinigung werden von der Kläranlage Köln-Rodenkirchen (61.000 Anschluss-EW) übernommen, auf der bereits der Einsatz von Brennstoffzellen zur Energieversorgung erprobt wird. Diese Werte werden auf die Modellanlagengröße von 100.000 Anschluss-EW skaliert. Es ergibt sich ein EW-spezifischer Strombedarf von $26,9 \text{ kWh}_{\text{el}}/(\text{EW}\cdot\text{a})$. Für die Modellkläranlage errechnet sich daraus ein Gesamtstrombedarf von $2,69 \text{ GWh}_{\text{el}}/\text{a}$. Die aus den einzelnen Stundenwerten erstellte Jahresdauerlinie des Strombedarfs ist in Abbildung 4-1 enthalten. Als prägendster Faktor des Stromverbrauchs einer Kläranlage erweist sich das Abwasseraufkommen, welches stark von der Niederschlagstätigkeit im Einzugsbereich der Kläranlage abhängig ist und v. a. den Strombedarf der Pumpen entsprechend beeinflusst.

Tabelle 4-4: Einwohnerspezifischer Jahresstromverbrauch einzelner Baugruppen der Modellkläranlage

Verbrauchsstelle	Stromverbrauch Modellkläranlage
	[kWh _{el} /(EW·a)]
Mechanische Stufe	4,93
Verwaltung	0,15
Werkstatt	0,21
Turboverdichter Biologie	8,96
Rührwerk/RLS	2,85
Flockungsfiltration Filter + Endmessstelle	5,23
Schlammbehandlung Heizung + Faulung	2,39
ÜSS-Eindickung	1,05
Schlammmentwässerung	0,97
Klärgasreinigung	0,12
Summe	26,9

4.3.2 Wärmebedarf der Modellanlage

Der Gesamtwärmebedarf der Kläranlage setzt sich zusammen aus dem Wärmebedarf der Betriebsgebäude und des Faulbehälters. Der Wärmeverbrauch wird auf Kläranlagen nicht in hoher zeitlicher Auflösung erfasst, da entsprechende Messeinrichtungen nicht installiert sind. Daher wird durch Korrelation von Stromverbrauchswerten des Schlammtransports, Literaturdaten und eigenen Messwerten der zeitliche Verlauf des Wärmebedarfs synthetisiert. Zur genaueren Bestimmung einzelner Einflussfaktoren wird der Faulbehälter in die Verbraucherkategorien Schlammaufheizung und Abstrahlverluste weiter unterteilt. Für die Modellkläranlage ergibt sich ein Jahreswärmebedarf von 1,83 GWh_{th}, der zu 65,5 % auf die Schlammaufheizung, 31,9 % auf die Abstrahlverluste des Faulbehälters und zu 2,6 % auf die Beheizung des Betriebsgebäudes entfällt. Als wesentliche Einflussgrößen des Wärmebedarfs einer Kläranlage erweisen sich dabei vor allem die jahreszeitlich bedingten Schwankungen von Schlammzulauf- und Lufttemperatur.

4.3.3 Zusammenfassung des Energiebedarfs der Modellanlage

Für die Modellanlage ergeben sich Jahreswerte für den Stromverbrauch von 2,69 GWh_{el}, für den Wärmeverbrauch von 1,83 GWh_{th} und für die Gasproduktion von 4,23 GWh bei einer jährlichen Abwasserzulaufmenge von ca. 16.151.000 m³. Durch Integration eines Zwischenspeichers bleibt das Klärgasaufkommen der Modellanlage ganzjährig konstant bei 482,5 kWh/h, wie in der entsprechenden Jahresdauerlinie in Abbildung 4-1 dargestellt.

Dagegen schwanken der Strombedarf im Laufe eines Jahres zwischen 460 und 193 kWh_{el}/h und der Wärmebedarf zwischen 279 und 148 kWh_{th}/h.

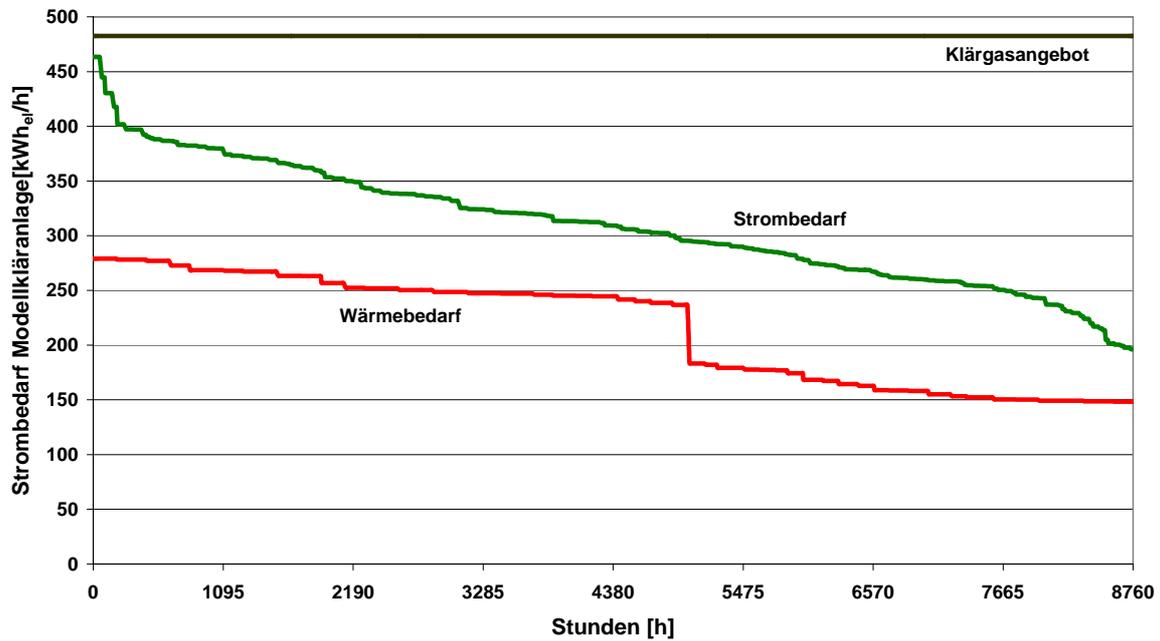


Abbildung 4-1: Jahresdauerlinien von Wärme- und Strombedarf sowie Klärgasangebot der Modellkläranlage mit 100000 Anschluss-EW

5 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen gibt es in unterschiedlichen Varianten. Diese unterscheiden sich vor allem im verwendeten Elektrolytmaterial. In Abhängigkeit vom Elektrolyten ergibt sich die charakteristische Betriebstemperatur, die je nach Typ zwischen 80 und etwa 1000 °C liegt. Von der Betriebstemperatur lassen sich weitere entscheidende Gestaltungsmerkmale der Zellen ableiten, wie etwa die Art des verwendeten Katalysatormaterials der Elektroden, die Eignung für unterschiedliche Brennstoffe oder das Management der anfallenden Wärme- und Wassermengen. Diese Faktoren haben großen Einfluss auf die Investitions- und Betriebskosten und bestimmen damit die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit eines Zellkonzepts.

Ein Überblick über die verschiedenen Arten von Brennstoffzellen und deren wichtigste Charakteristika ist in Tabelle 5-1 dargestellt.

5.1 Eignung unterschiedlicher Arten von Brennstoffzellen für den Einsatz in Klärwerken

Zur effizienten energetischen Nutzung von Klärgas eignen sich nicht alle Brennstoffzellentypen. Niedertemperaturbrennstoffzellen wie AFC und PEMFC erweisen sich gegenüber CO₂, CO und Spurengasen nicht ausreichend resistent, und ihre Betriebstemperaturen sind für eine effektive interne Reformierung zu gering. Da bei der Abwasserreinigung kein Methanol anfällt, ist auch der Einsatz von Direktmethanolbrennstoffzellen (DMFC) ausgeschlossen.

Für den Einsatz phosphorsaurer Systeme (PAFC) spricht neben der seriellen Verfügbarkeit der Zelle das günstige Temperaturniveau des Abwärmestroms, welcher direkt zur Versorgung des Klärwerks mit thermischer Energie genutzt werden kann. Reinigungseinrichtungen zur Entfernung von CO₂ aus dem Brenngas entfallen. Ungünstig ist dagegen das zur wirtschaftlichen Reformierung des Klärgases mindestens notwendige Temperaturniveau von etwa 400-600 °C /Metzger 1998/, das weit oberhalb der Betriebstemperatur von 200 °C liegt, wodurch ein zusätzlicher Wärmekreislauf erforderlich wird. In der Praxis wird diese Aufgabe durch Nachverbrennung des Anodenabgases in einem Brenner gelöst. Ein großer Nachteil der PAFC ist der für stationäre Brennstoffzellen relativ geringe elektrische Gesamtwirkungsgrad von höchstens 40 %. Die Klärgasverstromung mittels PAFC-Technologie wird seit Mai 2000 im Klärwerk Köln-Rodenkirchen erprobt. U. a. aus Kostengründen ist die Weiterentwicklung der PAFC von der Herstellerfirma mittlerweile eingestellt worden /Donnerbauer 2002/.

Tabelle 5-1: Basisdaten zu den einzelnen Bennstoffzelltypen /VIK 1999/

	AFC alkalische Brennstoffzelle	PEMFC Membranbrenn- stoffzelle	DMFC Direktmethanol- brennstoffzelle	PAFC Phosphorsaure Brennstoffzelle	MCFC Schmelzkarbonat- Brennstoffzelle	SOFC oxidkeramische Brennstoffzelle
Elektrolyt	Kalilauge (30%) in fester Matrix	Protonenleitende Membran (z. B. Nafion R 117, Dow)		konzentrierte Phosphorsäure	Alkalikarbonat- schmelzen	YSZ (ZrO ₂ /YO ₃)
Betriebstemperatur [°C]	80	80	80-130	200	650	800-1000
Elektroden	Ni/Ag bzw. Pt/Pt	Pt, PtRu/Pt		Pt/Pt	Ni/NiO	Ni- YSZ/(LaSr)MnO ₃
Anodenreaktion	$H_2 + 2 OH^- \rightarrow 2 H_2O + 2 e^-$	$H_2 \rightarrow 2 H^+ + 2 e^-$			$H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2 e^-$	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2 e^-$
Kathodenreaktion	$0,5 O_2 + H_2O + 2 e^- \rightarrow 2 OH^-$	$2 H^+ + 0,5 O_2 + 2 e^- \rightarrow H_2O$			$0,5 O_2 + CO_2 + 2 e^- \rightarrow CO_3^{2-}$	$0,5 O_2 + 2 e^- \rightarrow O^{2-}$
Gesamtreaktion		$H_2 + 0,5 O_2 \rightarrow H_2O$			$H_2 + 0,5 O_2 + CO_2 \rightarrow H_2O + CO_2$	$H_2 + 0,5 O_2 \rightarrow H_2O$
Brennstoffe	H ₂	H ₂ , CH ₃ OH, CH ₄	H ₂ , CH ₃ OH	H ₂ , CH ₄	H ₂ , CH ₄	H ₂ , CH ₄ , Kohlegas
derzeit erreichbarer elektr. Zellwirkungsgrad [%]	60-70	50-68	20-30	55	65	60-65
Vorteile	sehr hohe Leitungs-dichte, sehr zuverlässig	kurze Anlaufzeiten, korrosionsbeständig		kein reines H ₂ notwendig	verschiedene Brennstoffe nutzbar, Abwärmenutzung zur Stromerzeugung möglich, CO-tolerant	
Nachteile	H ₂ und O ₂ in hoch-reiner Form notwendig	teure Katalysatoren erforderlich		Pt-Katalysator, niedrige Leis-tungsdichte	starke Werkstoffbeanspruchung durch hohe Temperatur, lange Anlaufzeiten	
Anwendungen	Militär, Raumfahrt	stationäre und mobile Anwendungen, Fahrzeuge		stationäre Anwendungen, Kraftwerke		

Die Hochtemperatursysteme Schmelzkarbonatbrennstoffzelle (MCFC) und Festoxidbrennstoffzelle (SOFC) sind gegenüber CO und CO₂ tolerant, so dass eine entsprechende Reinigungsstufe ebenfalls nicht erforderlich ist. Bei der MCFC ist CO₂ sogar essentielle Komponente des Zellstoffwechsels (vgl. Tabelle 5-1). Wegen der hohen Betriebstemperaturen (MCFC: ca. 650 °C, SOFC: ca. 850 °C) ist die interne Reformierung des Klärgases möglich.

Ungünstig ist das für eine Nutzung innerhalb der Kläranlage zu hohe Temperaturniveau der Abluft. Die daraus resultierenden thermischen Belastungen müssen durch konstruktive bzw. betriebliche Maßnahmen reduziert werden. Der elektrische Gesamtwirkungsgrad von Hochtemperaturbrennstoffzellen liegt - bei Erdgasbetrieb - nahe 50 %. Bei höheren Anteilen von Nichtmethan-/Nichtwasserstoffbestandteilen im Brennstoff kann in der Folge der elektrische Wirkungsgrad infolge Brenngasverdünnung auf der Anodenseite absinken. Bei der MCFC-Technologie kann dieser Effekt durch verbesserten Stoffübergang auf der Kathodenseite gemindert werden. Hierzu ist ein möglichst hoher CO₂-Anteil erforderlich, wie er in Klär- oder Biogas enthalten ist.

Gegenüber den in Tabelle 5-1 genannten Optimalwerten für den Zellblock alleine, wie sie unter Laborbedingungen gelten, verringert sich der elektrische Gesamtwirkungsgrad durch den Stromverbrauch der Peripheriegeräte (z. B. Pumpen, Gebläse, Inverter), Degradation und vom Systemhersteller noch nicht ausgeschöpfte Potenziale des Gesamtkonzepts weiter. In der Praxis der Klärgasnutzung mit Hochtemperaturbrennstoffzellen können für den elektrischen Gesamtwirkungsgrad Werte zwischen 40 und 55 % erwartet werden¹. Während MCFC grundsätzlich für den Betrieb mit biogenen Gasen ausgelegt sind /Huppmann 2001/, bestehen bei SOFC noch rechtliche Hindernisse. SOFC wurden bisher ausschließlich nach der für Erdgasbetrieb maßgeblichen Richtlinie DVGW G 260 entwickelt /Nerlich 2003/. Der Einsatz biogener Brennstoffe erfordert dagegen die Einhaltung von DVGW G 262. Der wesentliche Unterschied beider Richtlinien liegt in den höheren Anforderungen von DVGW G 262 an die Korrosionsbeständigkeit der Anlagenkomponenten. Derzeit sind Hochtemperaturbrennstoffzellen in Leistungsgrößen ab 200 kW_{el} (SOFC) bzw. 250 und 300 kW_{el} (MCFC) verfügbar. Für SOFC-Anlagen sind Modulgrößen von 125 kW_{el} in Planung.

Fazit

Niedertemperaturbrennstoffzellen sind zur energetischen Verwertung von Bio- oder Klärgas nicht geeignet. Der Einsatz von PAFC-Mitteltemperatursystemen ist technisch möglich und wird bereits praktiziert, ist durch den geringeren elektrischen Wirkungsgrad jedoch nicht so attraktiv wie die Verwendung von Hochtemperaturbrennstoffzellen. MCFC können aktuell zur Klärgasnutzung verwendet werden. SOFC-Anlagen müssen zunächst auf

¹ eigene Abschätzungen aus Herstellerangaben und Betreiberdaten

die für Klärgas geltenden Genehmigungsstandards gebracht werden. Hierdurch besteht bei diesem Anlagentyp noch entsprechender Entwicklungsbedarf.

5.1.1 Reinigung von Brenngasen für Hochtemperaturbrennstoffzellen

Die für den Einsatz in Brennstoffzellen geeigneten Gase unterscheiden sich teilweise erheblich in ihrer typischen chemischen Zusammensetzung (vgl. Tabelle 5-2).

Tabelle 5-2: Vergleich der typischen Bestandteile von Erd-, Bio- und Klärgas

Bestandteil	Erdgas ²	Biogas ³	Klärgas
CH ₄	93,6 %	55-70 %	53-64%
CO ₂	0,5 %	30-45 %	34-46%
weitere C _x H _y	5,1 %	-	-
N ₂	0,6 %	0-2 %	0-2,4%
H ₂ S	1 ppm	500 ppm	bis 1 %
NH ₃	-	100 ppm	-
Sonstige	≈ 0,2 %	≈ 0	-
H ₂	-	-	0-0,2%
Halogenverbindungen	-	-	Spuren
Siloxanverbindungen	-	-	Spuren

Obwohl Brennstoffzellen mit steigenden Betriebstemperaturen toleranter gegenüber Brennstoffverunreinigungen reagieren, gibt es für einen langfristigen, wirtschaftlichen Betrieb von Hochtemperaturbrennstoffzellen Mindeststandards. Werden diese nicht eingehalten, sinken Lebensdauer und elektrische Leistung ab; dagegen steigen die Kosten für Instandhaltung und Wartung. Die chemischen und thermodynamischen Grenzwerte für den Einsatz von Brenngasen in unterschiedliche Zelltypen sind in Tabelle 5-3 aufgeführt.

Tabelle 5-3: Chemische und thermodynamische Grenzwerte für den Einsatz von Brenngasen in verschiedenen Brennstoffzellentypen

Substanz/Größe	Grenzwerte PAFC ⁴	Grenzwerte MCFC ⁵	Grenzwerte SOFC
Schwefel	1 ppm	0,1 ppm	1 ppm
Chlor	1 ppm	0,1 ppm	1 ppm
Fluor	k. A.	0,01 ppm	k. A.
Schwermetalle	k. A.	0,1 ppm	k. A.
Staub	k. A.	1 µm Partikelgröße	k. A.
(Über)druck	k. A.	ca. 200 mbar	k. A.
Temperatur	k. A.	> 360 °C	k. A.
CO	1 %	Brenngas	Brenngas
Hg	k. A.	30-35 ppm	k. A.
N ₂	4 %	k. A.	k. A.
NH ₃	0,2 ppm	1 Vol.-%	k. A.
CH ₃ OH	500 ppm	k. A.	k. A.

² /Metzger 1998/

³ /Haberbauer 2001/

⁴ /Weindorf, Bünger 1997/

⁵ /mtu 1999/, /USDOE 2000/

Zur Einhaltung dieser Grenzwerte werden die Gasströme in Abhängigkeit von Brenngasart und eingesetztem Brennstoffzelltyp gereinigt.

Besonders kritisch sind hohe Schwefelkonzentrationen im Zulaufgas (in biogenen Gasen meist in Form von Schwefelwasserstoff H_2S , der bei der mikrobiellen Zersetzung von Aminosäuren entsteht), welche sich auf Dauer auf platin- oder nickelhaltigen Elektroden niederschlagen (vgl. Tabelle 5-1) und die Reaktionsabläufe inhibieren. Die Prinzipien der Brenngasentschwefelung für den Betrieb von Hochtemperaturbrennstoffzellen werden in Kap. 5.1.2 dargestellt. Neben Schwefelverbindungen können Brenngase auch andere Verunreinigungen enthalten, deren Entfernung in Kap 5.1.3 beschrieben ist.

5.1.2 Entschwefelung biogener Brenngase für Brennstoffzellen

Zur Entschwefelung gasförmiger Brennstoffe existieren zahlreiche Verfahren. Aufgrund ihres in Relation zu Gasmenge ($< 3000 \text{ m}_\text{N}^3/\text{h}$) und Schadstoffgehalt ($< 5 \text{ g H}_2\text{S}/\text{m}_\text{N}^3$) geringen apparativen Aufwands ist v. a. die Aktivkohlefilterung für die dezentrale Energieerzeugung interessant /Henning et al. 1983/. Ein zusätzlicher Vorteil der Aktivkohle ist ihre Fähigkeit, weitere Schadstoffe, wie etwa Halogenverbindungen, abzutrennen.

Als Alternative bietet sich das Zinkoxidverfahren an, bei dem im Gasstrom enthaltener Schwefel durch chemische Reaktion mit Zink gebunden wird. Der bisher erzielte Restschwefelgehalt von 1 ppm ist allerdings noch nicht für alle Brennstoffzellen ausreichend (vgl. Tabelle 5-3). Für Brennstoffzellentypen mit höheren Reinheitsanforderungen (z. B. MCFC) kann es derzeit noch nicht eingesetzt werden.

Speziell zur Reinigung biogener Gase existieren mit der chemischen und der biologischen Entschwefelung zwei weitere Verfahren. Bei der chemischen Entschwefelung wird der Schwefel durch Fällung von H_2S an Raseneisenerz abgetrennt /Henning et al. 1983/, bei der biologischen Entschwefelung erfolgt eine Oxidation schwefelhaltiger Verbindungen durch Mikroorganismen /Haberbauer 2001/. Beide Verfahren weisen den Nachteil eines hohen apparativen Aufwands auf. Gleichzeitig können keine weiteren Schadstoffe, wie etwa Halogen- oder Siloxanverbindungen, aus dem Gasstrom entfernt werden.

Auch für die Entschwefelung von Klärgas zur Verstromung in Brennstoffzellen empfiehlt sich der Einsatz einer Aktivkohlefilterung. Neben dem geringen apparativen Aufwand sprechen auch die Abtrennung der halogenen Verunreinigungen, der geringe Restschwefelgehalt und die langjährigen Betriebserfahrungen /GEW Köln 2002/ für diese Alternative. Zudem ist das Verfahren kostengünstig zu betreiben /Pock 2001/. Bedingung für den Einsatz des Aktivkohlefilters ist die Begrenzung des Wasserdampfanteils im Gasstrom. Andernfalls würde auskondensierender Wasserdampf die Aktivkohleoberfläche benetzen und den Stoffübergang von Schwefel- und Halogenverbindungen aus der Gasphase verhindern.

5.1.3 Entfernung weiterer Verunreinigungen aus Klärgas

Neben der Entfernung schwefelhaltiger Verbindungen fordert DVGW G 262 zur Reduktion chemischer Materialbeanspruchung der Anlagenkomponenten u. a. auch die Entfeuchtung des Brenngases und die Entfernung von Halogenkohlenwasserstoffen. Zusätzlich werden in diesem Zusammenhang in letzter Zeit verstärkt auch Siloxanverbindungen (Polysiloxane) kritisch betrachtet /Grümping 1999, Schweigkofler 2000, Euroheat & Power 2002/. Der Begriff „Siloxane“ umfasst eine Gruppe unterschiedlicher Siliziumverbindungen. Siloxane sind vor allem in Kosmetikprodukten, Waschmitteln oder Baustoffen enthalten und gelangen über das Abwasser in die Kläranlage. Im Faulturm gehen sie als Spurstoffe ins Klärgas über /Schweigkofler 2000/. Bei hohen Temperaturen reagieren sie mit Sauerstoff zu SiO_2 , das sich auf den Komponentenoberflächen ablagert. Bei konventioneller Klärgasnutzung in Gasmotor-BHKWs ergeben sich in Folge von Siloxanablagerungen gravierende Beeinträchtigungen des Betriebs /Euroheat & Power 2002/. Die Auswirkungen von Siloxanen auf die Leistungsfähigkeit von Brennstoffzellen sind wissenschaftlich noch nicht vollständig erforscht.

Für die Siloxanbelastung von Brennstoffzellen gibt es keinen herstellerseitig vorgegebenen Grenzwert (vgl. Tabelle 5-3). Stattdessen werden Erfahrungen aus dem Betrieb von PAFC /Saure 2003/ und Gasmotor-BHKWs /Euroheat & Power 2002/ mit Klärgas herangezogen (vgl. Tabelle 5-4).

Tabelle 5-4: Grenzwerte der Klärgasreinigung zur Nutzung in konventionellen BHKWs

Bestandteil	Grenzwert
Siloxane	< 0,2 mg/m _N ³
Schwefelverbindungen	< 0,1 mg/m _N ³
Halogene	< 0,1 mg/m _N ³
Feuchte (Wassergehalt)	< 1.000 mg/m _N ³
(Staub)partikel	< 0,5 µm

Siloxane und im Klärgasstrom enthaltener Wasserdampf können mittels Kühlfalle vom Klärgasstrom abgetrennt werden.

Eventuell vorhandene Staubpartikel können in einem der Aktivkohle nachgeschalteten Staubfilter aufgefangen werden. Die Nachschaltung ermöglicht auch die Abtrennung freigesetzter Aktivkohlepartikel.

Die Untersuchungen der Auswirkungen von Klärgasspurstoffen auf Brennstoffzellen vom Typ MCFC sind zur Zeit Gegenstand eines Forschungsvorhabens der Universität Essen. Das Projekt mit dem Titel „Demonstration der energetischen Nutzung von Klärgasen in Brennstoffzellen“ wird vom nordrhein-westfälischen Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (MUNLV) gefördert.

5.1.4 Zusammenfassung aller Maßnahmen zur Brenngasreinigung

Die Maßnahmen zur Brenngasreinigung sind, zu einem Anlagenschema zusammengefasst, in Abbildung 5-1 dargestellt.

Das aus dem Faulbehälter ausströmende Klärgas wird zunächst in eine Kältemaschine geleitet und auf eine Temperatur von etwa -4 °C abgekühlt. Dabei kondensieren die Wasserdampfanteile und die Siloxanverbindungen aus dem Klärgas aus und können abgetrennt werden. Anschließend strömt das Klärgas in eine Aktivkohleschüttung, in der die Schwefel- und Halogenverbindungen ausgefiltert werden. Ein nachgeschalteter Feinstaubfilter trennt noch verbliebene Partikel ab. Das Klärgas kann nun in Brennstoffzellen genutzt werden.

Das Anlagenschema basiert auf Standardteilen, die für andere Anwendungen (z. B. Aktivkohlefilter für Erdgasentschwefelung, Siloxanabtrennung für Gasmotor-BHKW, vgl. Tabelle 5-4) in Serienproduktion hergestellt werden können, wodurch sich Vorteile für die Investitionskosten ergeben.

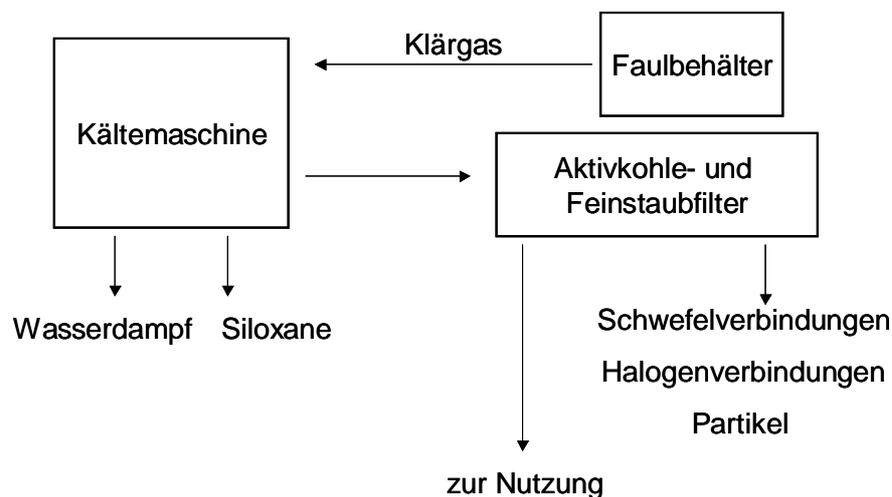


Abbildung 5-1: Anlagenschema der Klärgasreinigung für die Nutzung in Brennstoffzellen

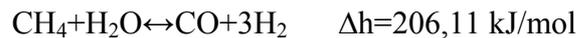
Das beschriebene Verfahren hat sich mit einer ursprünglich größer dimensionierten Kältemaschine (Abkühlung des Gasstroms bis auf -30 °C) bei der Klärgasreinigung für die PAFC-Brennstoffzelle in der Kläranlage Köln-Rodenkirchen bewährt.

Bei einer stärkeren Verunreinigung des Klärgases bzw. höheren Anforderungen an die Klärgasreinheit muss ggf. die Kühlleistung bzw. die Dimensionierung der Aktivkohleschüttung neu dimensioniert werden.

5.2 Reformierungsverfahren

Im Anschluss an die Gasreinigung kann das Brenngas reformiert werden. Bei der Reformierung wird in einem zweistufigen Prozess der im Methan enthaltene Wasserstoffanteil durch Zugabe von Wasserdampf mittels chemischer Reaktionen herausgelöst. Das entsprechende Reaktionsschema lautet:

Reformierungsreaktion



Shift-Reaktion



Beide Reaktionen sind gleichgewichtslimitiert. Deshalb empfiehlt sich für die endotherme Reformierungsreaktion eine möglichst hohe Reaktionstemperatur, die in der Praxis zwischen 500 °C und 950 °C liegt. Die exotherme Shiftreaktion liefert dagegen bei niedrigen Temperaturen maximale Umsatzraten. In der Praxis werden Werte unterhalb 400 °C präferiert /Metzger 1998/. Zur Erzielung hoher Umsatzraten wird die Reformierung durch Nickelkatalysatoren unterstützt.

Zur Reformierung stehen zwei unterschiedliche, anlagenbezogene Verfahren zur Verfügung, die nachfolgend erläutert werden.

5.2.1 Prinzip der externen Reformierung

Bei der externen Reformierung von Brennstoffzellenbrenngasen sind Reformierungs- und Brennstoffzellenreaktionen energetisch und räumlich voneinander getrennt. Somit können auch Wasserstoffquellen genutzt werden, die für Brennstoffzellen schädliche Verunreinigungen enthalten. Das zugehörige Anlagenschema ist in Abbildung 5-2 dargestellt. Praktische Anwendung findet die externe Reformierung vor allem in Systemen mit für die Reformierung unzureichenden Betriebstemperaturen, d. h. Nieder- und Mitteltemperaturzellen.

Wesentliche Nachteile der externen Reformierung sind die aufwendige Apparatechnik und die meist schwierige Versorgung des Reformierungssystems mit thermischer Energie, was sich entsprechend auf Effektivität und Produktionskosten niederschlägt.

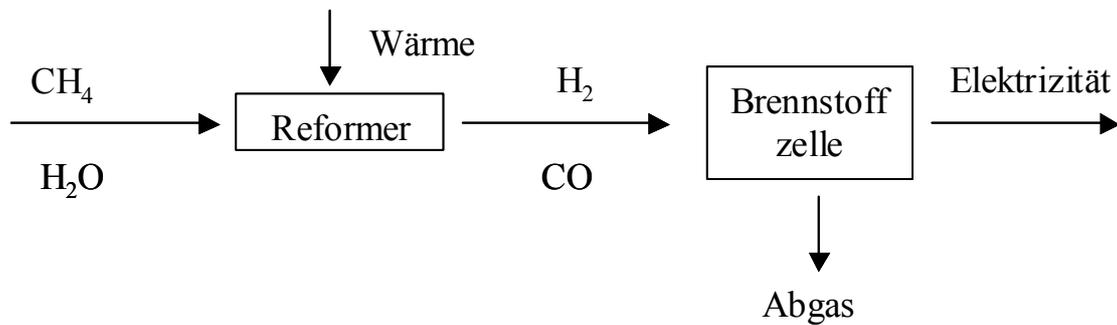


Abbildung 5-2: Prinzipschema der externen Reformierung

5.2.2 Prinzip der internen Reformierung

Bei der Stromerzeugung in Hochtemperaturbrennstoffzellen fallen große Mengen an Reaktionsabwärme an. Gleichzeitig wird für die endotherme Reformierungsreaktion thermische Energie benötigt. Durch energetische und räumliche Koppelung beider Reaktionen kann die energetische und wirtschaftliche Effizienz der Stromerzeugung in Brennstoffzellen gesteigert werden. Da die Abwärme auf einem für die Reformierung ausreichend hohen Temperaturniveau anfällt, kann auf einen eigenen Reformierreaktor verzichtet werden. Durch den Energieverbrauch der Reformierung verringert sich der Kühlluftbedarf („chemisches Kühlen“), allerdings sinkt auch die zur Abwärmennutzung in nachgeschalteten Anlagen zur Verfügung stehende Abwärmemenge. Durch permanenten Verbrauch des bei der Reformierung freiwerdenden Wasserstoffs in den direkt angrenzenden Zellen wird das Reaktionsgleichgewicht auf die energetisch günstigere rechte Seite geschoben, wodurch die Bildung von neuem Wasserstoff zusätzlich unterstützt wird. Bei MCFC-Anlagen kann durch den Einsatz der internen Reformierung der elektrische Wirkungsgrad gegenüber der externen Reformierung um fünf Prozentpunkte gesteigert werden /Heiming et al. 1999/. Schematisch ist die interne Reformierung in Abbildung 5-3 dargestellt.

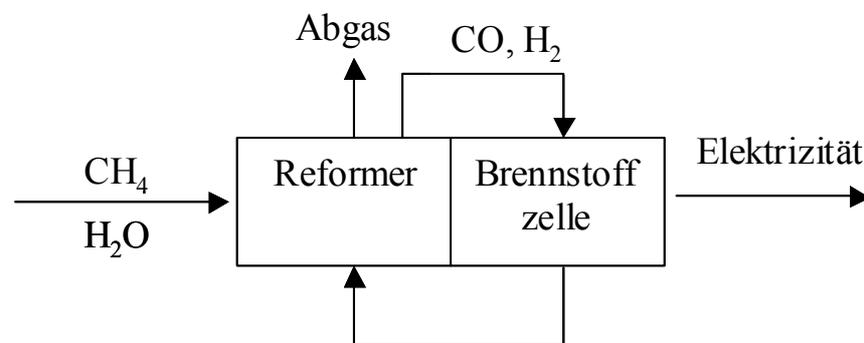


Abbildung 5-3: Prinzipschema der internen Reformierung

Wegen der erwähnten Vorteile hat sich die interne Reformierung bei Hochtemperaturbrennstoffzellen durchgesetzt.

6 Energetische, ökologische und ökonomische Bewertung

Für die Energieversorgung der Modellkläranlage werden Versorgungsvarianten auf Basis der Brennstoffzellentypen MCFC und SOFC erstellt. Zum Vergleich werden auch auf konventionellen Technologien basierende Versorgungsvarianten modelliert.

Sämtliche Versorgungsvarianten werden in energetischer, ökologischer und ökonomischer Hinsicht untersucht und anschließend bewertet.

6.1 Varianten der Energiebereitstellung

Die zur Energieversorgung der Modellkläranlage untersuchten Brennstoffzellen umfassen die beiden Hochtemperatursysteme MCFC und SOFC. Diese werden in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) betrieben, d. h., die bei der Stromproduktion anfallende Abwärme kann zur Deckung des Wärmebedarfs der Kläranlage genutzt werden.

Als Vergleichssysteme werden die Klärgasnutzung in einem BHKW, ebenfalls im KWK-Betrieb, sowie die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme betrachtet. In letzterem Fall wird das Klärgas ausschließlich zur Wärmeerzeugung in einem Heizkessel genutzt, während der Strombedarf der Kläranlage vollständig durch Bezug aus dem öffentlichen Netz gedeckt wird (Nur-Heizkesselbetrieb).

Den stromerzeugenden Technologien ist zur Sicherstellung der Wärmeversorgung der Modellkläranlage ein Heizkessel an die Seite gestellt, der zur Abdeckung thermischer Spitzenlasten und zur Überbrückung von Stillstandszeiten eingesetzt wird. Der Heizkessel kann sowohl mit Klärgas als auch mit Erdgas betrieben werden.

Zur Ermittlung der optimalen Anlagengrößen der stromerzeugenden Technologien wird jeweils der Leistungsbereich zwischen 0 und 500 kW_{el} mit einer Schrittweite von 10 kW_{el} betrachtet. Die Wahl der Obergrenze orientiert sich an der maximalen Anlagengröße für den höchsten Einspeisevergütungssatz gemäß des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) von 500 kW_{el}.

6.1.1 Brennstoffzellen

Die Untersuchung des Versorgungskonzepts erstreckt sich auf die beiden Hochtemperatursysteme MCFC und SOFC. Die elektrischen Wirkungsgrade beim Betrieb mit Klärgas werden mit 48 % (MCFC) bzw. 50 % (SOFC) beziffert. Da der Wärmebedarf von Kläranlagen ausschließlich im Niedertemperaturbereich anfällt, werden die thermischen Wirkungsgrade mit 42 % (MCFC) bzw. 40 % (SOFC) angesetzt. Für beide Zellkonzepte ergibt sich somit ein energetischer Gesamtnutzungsgrad von 90 %. Aus der langjährigen Erfahrung mit Stromerzeugungssystemen im industriellen Maßstab lassen sich maximale Jahresnutzungen von 7500 h ableiten. Dieser Wert wird für MCFC und SOFC übernommen.

Die Betriebsdauer der Anlagen wird auf 15 Jahre angelegt. Die angenommenen Stacklebensdauern für den Betrieb mit Klärgas betragen sowohl für MCFC als auch für SOFC 37500 Vollaststunden. Beiden Brennstoffzellen wird eine Gasreinigungsstufe zur Entfernung von Schwefel- und Halogenverbindungen sowie Siloxanen vorgeschaltet.

Bei den angegebenen Werten für Wirkungsgrade, Jahresnutzungen und Stacklebensdauern handelt es sich um Zielwerte, die für den Dauerbetrieb mit Klärgas in der Praxis noch nicht bestätigt sind.

6.1.2 BHKW

Betrachtet werden konventionelle Gasmotor-BHKWs, die sowohl mit Klär- als auch mit Erdgas betrieben werden können. Die bei der Stromproduktion entstehende Abwärme kann zur teilweisen Deckung des thermischen Energiebedarfs der Kläranlage genutzt werden. Es wird von einem jeweils über das gesamte Leistungsspektrum konstanten elektrischen Wirkungsgrad von 36 % und einem thermischen Wirkungsgrad von 53 % ausgegangen. Analog zu den Brennstoffzellen beträgt die Zahl der möglichen Vollaststunden 7500 bei einer Betriebsdauer von 15 Jahren. BHKWs sind in unterschiedlichen Leistungsgrößen langjährig am Markt erhältlich. Zur Erhöhung der Standzeiten und Senkung der Instandhaltungskosten wird auch das BHKW mit einem vorgeschaltetem Gasreinigungsmodul konzipiert.

6.1.3 Heizkessel

Auf Kläranlagen mit Klärgasgewinnung ist zur Sicherstellung des Betriebs ein gas- oder heizölgefeuerter Heizkessel vorhanden. Für die Modellkläranlage wird ein gasgefeuerter Heizkessel eingesetzt, der sowohl mit Klär- als auch mit Erdgas betrieben werden kann. Die Dimensionierung orientiert sich am erwarteten Maximalwert des Wärmebedarfs der gesamten Modellkläranlage innerhalb des Jahres von 279 kWh_{th}/h zuzüglich einem Sicherheitszuschlag von 25 %. Daraus ergibt sich eine für alle untersuchten Varianten sowohl in Kombination mit stromerzeugenden Technologien als auch im Nur-Heizkesselbetrieb einheitliche installierte Leistung des Kessels von 350 kW_{th}. Der thermische Wirkungsgrad der Kesselanlage wird mit 90 % beziffert, das Maximum der jährlichen Vollaststunden auf 7500 beschränkt.

6.2 Methodik der Untersuchung

Die der Untersuchung zugrunde liegenden methodischen Vorgehensweisen werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

6.2.1 Vorgehensweise zur Bewertung der Versorgungsvarianten

Im Rahmen einer energetischen Untersuchung wird für die betrachteten Varianten zunächst aus dem verfügbaren Klärgasangebot, den jeweiligen Anlagenwirkungsgraden und den Werten für die maximalen Jahresnutzung die größenabhängige Anlagenauslastung über das betrachtete Leistungsspektrum ermittelt. Aus diesen Werten lassen sich die auf der Kläranlage jeweils erzeugbaren Strom- und Wärmemengen sowie der Bedarf an Strom bzw. Erdgas, der ggf. zugekauft werden muss, berechnen.

Anschließend werden im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse die ökologischen Auswirkungen der untersuchten Versorgungsvarianten ermittelt. Im Rahmen der Lebenszyklusanalyse wird zur Bestimmung des Energieaufwands während der Betriebsphase der Anlagen eine primärenergetische Untersuchung durchgeführt.

Die Lebenszyklusanalyse erfolgt zunächst für ausgewählte Leistungsgrößen aller betrachteten Technologien. Die Resultate werden im Anschluss über das gesamte betrachtete Leistungsspektrum skaliert. Die Grundlagen der Lebenszyklusanalyse sind in Abschnitt 6.2.3 beschrieben.

Im Anschluss an die Lebenszyklusanalyse erfolgt die ökonomische Untersuchung der einzelnen Versorgungsvarianten. Darin werden die für die einzelnen Varianten in Abhängigkeit von der Leistungsgröße anfallenden Investitions- und Betriebskosten ermittelt. In einem weiteren Schritt werden die CO₂-Vermeidungskosten und der Förderbedarf der Brennstoffzellen zum Erreichen wirtschaftlicher Konkurrenzfähigkeit bestimmt.

Anschließend werden die Auswirkungen des Einsatzes von Kläranlagentechnik mit verbessertem Energiebedarf, v. a. im Hinblick auf die Realisierbarkeit eines energieautarken Kläranlagenbetriebs, betrachtet.

Zum Abschluss werden die Ergebnisse der energetischen, ökologischen und ökonomischen Untersuchung der Versorgungsvarianten in einer Zusammenfassung dargestellt und erläutert.

6.2.2 Rahmenbedingungen der untersuchten Varianten

Für die Untersuchung wird von einer klärgasgeführten Betriebsweise der betrachteten Stromerzeugungstechnologien ausgegangen, lediglich bei der Wärmeversorgung durch Heizkessel wird ein wärmegeführter Betrieb zu Grunde gelegt. Diese Vorgehensweise trägt dem Umstand Rechnung, dass Kläranlagen i. d. R. aus Kostengründen nicht über ausreichende Gasspeicherkapazitäten verfügen, um jahreszeitliche Schwankungen des Klärgasverbrauchs ausgleichen zu können. Die vorhandenen Zwischenspeichervolumina können lediglich die bei der Klärgasproduktion auftretenden Schwankungen ausgleichen (vgl. Kap. 4.2)

Des Weiteren wird lediglich von einer kurzfristigen Wärmespeichermöglichkeit im Gasbehälter ausgegangen, d. h., es erfolgt keine jahreszeitübergreifende Wärmespeicherung. E-

ventuell überschüssige, d. h., kurzfristig mangels Nachfrage oder mangels Kapazität nicht verwertbare Klärgasmengen werden abgefackelt.

6.2.3 Grundlagen der Lebenszyklusanalyse

Vor dem Hintergrund immer komplexer werdender technischer Systeme erfordern Umwelt- und Klimaschutz die Betrachtung des Emissionsaufkommens des gesamten Lebenswegs einer jeweiligen Technologie. Aufgabe der Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Assessment, LCA) ist die vollständige Erfassung und Bewertung der Auswirkungen des Bilanzobjekts. Beim Bilanzobjekt kann es sich um ein Produkt, einen Stoff, ein Verfahren, ein System oder eine ganze Technologie handeln. Die Umweltbilanzierung stellt ein Informations-, Optimierungs- und Planungsinstrument dar. Mögliche Anwendungen der LCA können ebenso in der Schwachstellenanalyse innerhalb aktueller bzw. künftiger Produktlebenszyklen oder Produktionsverfahren liegen wie in der Optimierung bestehender Bilanzierungsgegenstände. Außerdem kann die LCA bei der Bewertung mehrerer Handlungsalternativen eingesetzt werden und sowohl der betrieblichen als auch der politischen Entscheidungsfindung dienen.

Die Lebenszyklusanalyse ist in die folgenden vier Einzelschritte (vgl. Abbildung 6-1) eingeteilt, die in den Normen EN ISO 14040 bis EN ISO 14043 erfasst sind.

- Zieldefinition /ISO 14040 1997/
- Sachbilanz /ISO 14041 1997/
- Wirkungsabschätzung /ISO 14042 1997/
- Bewertung /ISO 14043 1998/

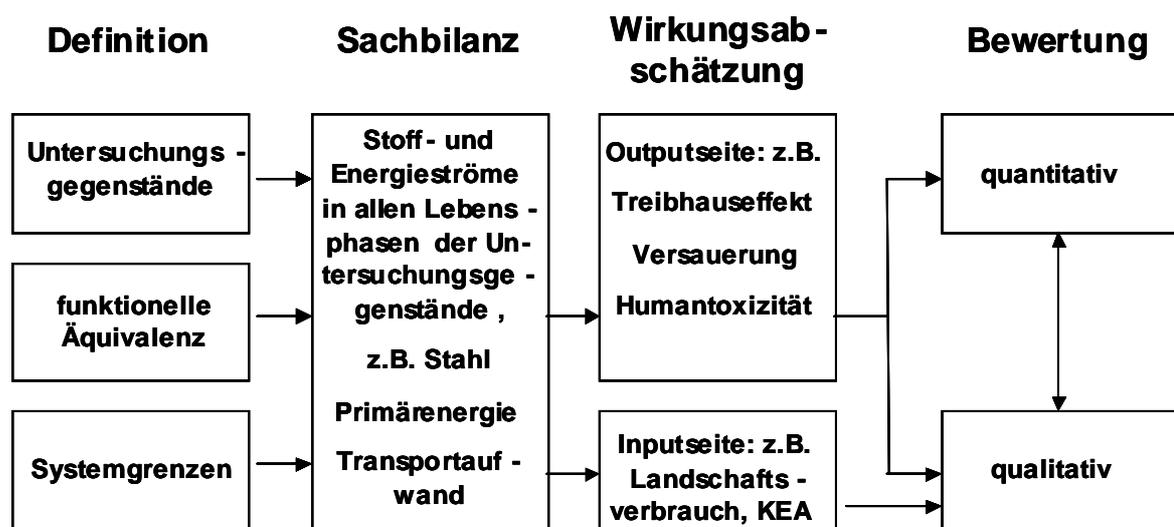


Abbildung 6-1: Typische Vorgehensweise bei einer Lebenszyklusanalyse /Zapp 1998/

Zieldefinition

In der Definitionsphase werden die untersuchten Gegenstände, funktionelle Äquivalenz, die funktionelle Einheit und die Systemgrenzen festgelegt. Außerdem müssen die zu untersuchenden Sachbilanzgrößen und Wirkungskategorien bestimmt werden.

Unter funktioneller Äquivalenz versteht man die funktionelle Gleichartigkeit der untersuchten Bezugsgröße, d. h., dass alle untersuchten Gegenstände genau den selben Nutzen bieten, andernfalls sind die auftretenden Nutzendifferenzen in die Bilanz zu integrieren. Die funktionelle Äquivalenz ist besonders für die Betrachtung der unterschiedlichen Neben- und Koppelprodukte beim Vergleich verschiedener Technologien von Bedeutung. Die funktionelle Einheit ist die bei allen untersuchten Alternativen gleichermaßen zugrunde gelegte Größe, auf die alle bilanzierten Größen umgelegt werden. Bei der Bilanzierung von Technologien zur Stromerzeugung wird in der Regel $1 \text{ kWh}_{\text{el}}$ bzw. $1 \text{ GWh}_{\text{el}}$ als funktionelle Einheit gewählt.

Sachbilanz

In der Sachbilanz werden alle für den Untersuchungsgegenstand relevanten Stoff- und Energieströme zusammengetragen. Dabei wird der gesamte Lebensweg des Untersuchungsgegenstands erfasst. Auf der Inputseite der Sachbilanz werden Rohstoffe, Hilfs- und Betriebsstoffe und Energie betrachtet, die Outputseite erfasst die im Prozess entstehenden Produkte, Neben- bzw. Kuppelprodukte, Abfälle, Emissionen und Reststoffe. Durch die Bestimmung der betrachteten Sachbilanzgrößen und Wirkungskategorien werden die Ergebnisgrößen der LCA definiert.

Bei der Erstellung der Sachbilanz handelt es sich um einen dynamischen Prozess, der beim Auftreten von Problemen oder Fehleinschätzungen in die Definitionsphase zurückspringen kann und dort notwendige Modifikationen veranlassen kann, bspw. bei der Wahl der Systemgrenzen.

Exkurs: Methoden zur Ermittlung von Sachbilanzgrößen

Zur Ermittlung der Input- und Outputseite der Sachbilanz stehen mehrere Methoden zur Verfügung, die nachfolgend charakterisiert sind.

Prozesskettenanalyse

Bei der Prozesskettenanalyse werden die Untersuchungsgegenstände in endlich viele, überschaubare Teilprozesse zerlegt. Dabei werden die Eingangsgrößen (Input) eines Prozesses und die durch die für Prozesse charakteristischen Zustandsänderungen daraus gebildeten Ausgangsgrößen (Output) erfasst. Da der Output des einen Prozesses den Input des nachfolgenden darstellt, lässt sich aus diesen Daten eine Prozesskette entlang des Lebenswegs des Untersuchungsgegenstands bilden. Durch eine Prozesskettenanalyse lassen sich mit sehr hoher Genauigkeit Aussagen über die Umweltwirkungen des Untersuchungsgegenstands treffen; entsprechend hoch ist der hierfür notwendige Aufwand, der sich in umfangreichen Datensammlungen niederschlägt. Zur Begrenzung der Komplexität werden daher entsprechende Systemgrenzen definiert, die vor- und nachgelagerte Prozesse ohne nennenswerten Einfluss auf das Ergebnis der Bilanzierung ausklammern (z. B. Aufwendungen bei der Planung von Anlagen). So dienen bei /Eyerer 1996/ Massenverhältnisse als Abschneidekriterien: Liegt der Massenbeitrag eines Nebenstroms unterhalb einer festgelegten Grenze (z. B. 5 % des Hauptproduktmassenstroms), wird dieser nicht in die Bilanz integriert.

Input-/Output-Analyse

Eine weitere Methode der Erstellung einer Sachbilanz ist die Input-/Output-Analyse (I/O). Dabei handelt es sich um ein aus der Volkswirtschaft entlehntes Verfahren, bei dem nicht nur technische Anlagen, sondern auch die Verflechtungen eines volkswirtschaftlichen Systems untersucht werden können.

Dabei werden Zusammenhänge zwischen stofflichen, energetischen und monetären Größen sowie den Produktionssektoren eines Wirtschaftssystems gebildet. Grundlage dieser Zusammenhänge sind I/O-Tabellen, die, in aggregierter Form, die Aktivitäten innerhalb einer Volkswirtschaft durch monetarisierte Güterströme beschreiben. Aus den I/O-Tabellen lassen sich so bspw. die direkten Vorleistungen bestimmen, die ein Produktionsbereich zur Erstellung einer Einheit seines Endproduktes benötigt. Für Deutschland werden diese Tabellen insbesondere vom Statistischen Bundesamt ermittelt. Da die I/O-Tabellen nur wertemäßige Verflechtungen der einzelnen Produktionsbereiche wiedergeben, kann es u. U. zu schwerwiegenden Verzerrungen gegenüber der mengenmäßigen Betrachtung kommen. Für einzelne Energieträger und Emissionen können die I/O-Tabellen um zusätzliche Daten für Primärenergieaufwand und spezifische Emissionen ergänzt werden. Daraus lassen sich für eine gegebene Nachfrage die von einem Produkt verursachten Emissionen und der zugehörige Ressourcenverbrauch berechnen.

Hybridbilanz

Bei der Hybridbilanz addieren sich die Vorteile von Prozesskettenanalyse und Input-/Output-Analyse, während sich deren Schwächen reduzieren. Bei der Prozesskettenanalyse wird der Komplexität der Bilanzierung durch den Einsatz von Abschneidekriterien entgegengewirkt. Dadurch wird aber die Höhe des Bilanzierungsfehlers verschleiert. Bei der Input-/Output-Analyse findet dagegen nur eine grob strukturierte Aggregation der Produktionsbereiche statt. Die Zuordnung eines bilanzierten Gutes zu einem entsprechenden Gut der I/O-Tabelle ist damit mit einem hohen Ungenauigkeitsrisiko behaftet.

Bei der Hybridbilanz wird daher zunächst eine Prozesskettenanalyse durchgeführt. Wird der Bilanzierungsaufwand zu hoch, greifen die Abschneidekriterien und es wird mit der Kostenbilanz fortgefahren, die den abgeschnittenen Prozess über dessen monetäre Bewertung auf seine Umweltwirkung untersucht. Durch die Aufteilung nicht betrachteter Vorleistungen auf die verschiedenen Produktionsbereiche lassen sich Emissionen und Ressourcenverbräuche abschätzen. Die in der Prozesskettenanalyse nicht erfassten Vorleistungen werden gemäß der Formel

$$\begin{aligned} & \text{Wert bereit gestellten Nutzens} \\ & \text{Wert der bezogenen Vorleistung} - \\ & \text{Nettowertschöpfung} \\ & = \text{Wert der nicht erfassten Vorleistungen} \end{aligned}$$

berechnet /Pock 2001/.

Das Verfahren der Hybridbilanz kann z. B. mit der Software BALANCE 3.0 /Marheineke 2002/ angewandt werden. Damit lassen sich aufgestellte Prozessketten um Emissionen nicht berücksichtigter Vorleistungen ergänzen, die durch Zuordnung von Preisen zu einzelnen Stoffen erfolgt.

Wirkungsabschätzung

Aufbauend auf der so ermittelten Sachbilanz untersucht die Wirkungsabschätzung die in der Sachbilanz zunächst wertfrei erfassten Stoff- und Energieströme auf ihre ökologische Relevanz. Hierzu werden den einzelnen Emissionen ökologische Auswirkungen zugeschrieben und in Kategorien zusammengefasst. Auf der Outputseite umfassen diese Auswirkungen bspw. die Bereiche globale Klimabeeinflussung (Treibhauseffekt), lokale Luftbeeinträchtigung (Smog), Gewässerbelastung (Eutrophierung) oder Deponiekapazitätsbedarf. Auf der Inputseite der Wirkungsabschätzung werden Kategorien wie Ressourcenverbrauch oder Landschaftsverbrauch bestimmt. Dabei kann es auch zu Mehrfachzuord-

nungen einzelner Emissionen kommen. So tragen Stickstoffverbindungen nicht nur zum Treibhauseffekt, sondern auch zur Smogbildung bei.

Wirkungskategorien

In EN ISO 14040 sind lediglich die Nutzung von Ressourcen, die menschliche Gesundheit und ökologische Wirkungen als in Ökobilanzen zu berücksichtigende allgemeine Kategorien aufgeführt. In Deutschland werden diese sehr allgemein gehaltenen Ansprüche vor allem vom „Normenausschuß Grundlagen des Umweltschutzes DIN/NAGUS-AA 3“ und vom „AK Ökobilanzen im Umweltbundesamt“ durch Definition konkreter Wirkungskategorien präzisiert. Die aktuelle Liste der von DIN/NAGUS (AA3) und Umweltbundesamt (UBA) anerkannten Wirkungskategorien ist in Tabelle 6-1 dargestellt.

Tabelle 6-1: Vorläufige gültige Standardliste der Wirkungskategorien /Marheineke 2002/

Nr.	Wirkungskategorie
1	Treibhauseffekt
2	Stratosphärischer Ozonabbau
3	Photochemische Oxidantienbildung (Sommersmog)
4	Eutrophierung und Sauerstoffzehrung
5	Versauerung (aquatische und terrestrische Versauerung)
6	Ressourcenbeanspruchung
7	Flächennutzungs- und Naturraumbeanspruchung (AA3)
8	Gesundheitsschäden und gesundheitliche Beeinträchtigung des Menschen
9	Schädigung und Beeinträchtigung von Ökosystemen (aquatische und terrestrische Ökosysteme)
10	Belästigungen für Mensch, Tier, Pflanze (in 8 und 9 nicht enthaltene Wirkungen von Geruch, Lärm, Licht bzw. nur Lärm (AA3))
nur Umweltbundesamt:	
11	Strahlung (z. B. elektromagnetische Strahlung, radioaktive Strahlung, nicht: UV-Strahlung)
12	allgemeine Risiken (z. B. Transportunfälle, Störfälle)

Im folgenden werden mit dem Treibhauseffekt und dem kumulierten Energieaufwand zwei der in der Praxis bedeutendsten Wirkungskategorien erläutert.

Treibhauseffekt

Der Treibhauseffekt beschreibt den Beitrag anthropogener Emissionen zur dauerhaften Erwärmung der Erdatmosphäre. Mit Hilfe von Modellrechnungen bestimmt /IPCC 2001/ den aus der Emission eines Spurengases resultierenden potentiellen Einfluss auf den Treibhauseffekt. Dabei wird die Änderung der Absorptionsfähigkeit der Atmosphäre, die aus der Anreicherung eines Spurengases in der Atmosphäre resultiert, über einen vorgege-

benen Zeitraum ermittelt und in Relation zu dem entsprechenden Wert für die gleiche Menge der Referenzsubstanz Kohlendioxid (CO₂) gesetzt. /IPCC 2001/ weist für 25 verschiedene Stoffe relative Treibhauspotenziale aus.

Kumulierter Energieaufwand (KEA)

In EN ISO 14040 ist die Nutzung von Ressourcen als in Ökobilanzen zu berücksichtigende Kategorie aufgeführt. Für den Verbrauch endlicher Primärenergieträger kann eine gemeinsame Kennzahl quantifiziert werden, die in Anlehnung an /VDI 1996/ festgelegt wird. In dieser Richtlinie ist der Begriff des kumulierten Energieaufwands definiert:

„Der kumulierte Energieaufwand gibt die Gesamtheit des primärenergetisch bewerteten Aufwands an, der im Zusammenhang mit der Herstellung, der Nutzung und Beseitigung eines ökonomischen Gutes (Produkt oder Dienstleistung) entsteht bzw. diesem ursächlich zugewiesen werden kann. Dieser Energieaufwand stellt die Summe der kumulierten Energieaufwendungen für die Herstellung, die Nutzung und die Entsorgung des ökonomischen Gutes dar.“

$$KEA = KEA_H + KEA_B + KEA_E$$

mit

KEA_H: kumulierter Energieaufwand für die Herstellung des Produkts und die Gewinnung, Verarbeitung, Herstellung und Entsorgung der Fertigungs-, Hilfs- und Betriebsstoffe

KEA_B: kumulierter Primärenergieaufwand für den Betrieb oder die Nutzung eines Gegenstandes; zusätzlich zum primärenergetischen Eigenverbrauch sind darin auch der kumulierte Energieaufwand für Ersatzteile, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für Betriebsmittel enthalten

KEA_E: kumulierter Primärenergieaufwand für die Entsorgung des Gegenstands und der dazu nötigen Hilfs- und Betriebsmittel

Die bei der Ermittlung des KEA zu berücksichtigenden Stoff- und Energieströme sind in Abbildung 6-2 dargestellt.

Aus dem KEA lassen sich nicht nur die Aufwendungen während der einzelnen Lebensphasen quantifizieren: Mit der energetischen Amortisationszeit lässt sich aus dem KEA auch eine Kenngröße ableiten, mit deren Hilfe komplette Lebenswege verschiedener Energieerzeugungsanlagen miteinander verglichen werden können.

Dabei gibt die energetische Amortisationszeit die Betriebsdauer der Anlage an, bis die von der Anlage gelieferte kumulierte Nettoenergie den zum Bau der Anlage erforderlichen Energieaufwand erreicht hat. Je kürzer dieser Zeitraum ausfällt, desto effizienter ist die Technologie. Über die zugrunde gelegte Lebensdauer lässt sich auch bestimmen, ob eine Technologie in der Lage ist, während dieser Zeit die eingesetzte Energie überhaupt wieder zu erzeugen. Sollte die Amortisationszeit einer Anlage über deren Lebensdauer liegen, wäre der Betrieb dieser Anlage aus energetischer und ökologischer Sicht gleichermaßen wenig sinnvoll.



Abbildung 6-2: Ermittlung des kumulierten Energieaufwands (KEA) /Zapp 1998/

Bewertung

In der Bewertungsphase werden die einzelnen Wirkungskategorien gegeneinander gewichtet. Die quantitative bzw. qualitative Bewertung führt zu einer ökologischen Beurteilung der einzelnen Produkte, aus der Handlungsempfehlungen abgeleitet werden können. Bei der qualitativen Bewertung sind die zugrunde gelegten ökologischen Prioritäten unter den einzelnen Kategorien in der Regel nicht rational begründet (z. B. Treibhauspotenzial contra Ökotoxizität). Ein Ansatzpunkt ist die Monetarisierung der jeweiligen Wirkungskategorien durch Umrechnung der Schädigungspotenziale in externe Kosten, d. h., Kosten, die nicht vom Verursacher, sondern langfristig von der Allgemeinheit getragen werden.

Ein weiterer Ansatzpunkt der Bewertung ist der kumulierte Energieaufwand, in dem alle in den untersuchten Prozess einfließenden Energieströme erfasst werden. Der Vergleich der KEA-Werte verschiedener Prozesse erlaubt Aussagen zur energetischen Einschätzung der einzelnen Alternativen.

6.3 Analyse der Anlagenauslastung

Das Ergebnis der mit dem Klärgasangebot der Modellkläranlage maximal möglichen Anlagenausnutzung ist in Abbildung 6-3 dargestellt. Demnach wird die Nutzung von MCFCs bis 270 kW_{el}, SOFCs bis 280 kW_{el} und BHKWs bis 200 kW_{el} durch die Beschränkung der Vollaststundenzahl auf 7500 h limitiert, d. h., die Anlagen können bis zur jeweiligen Grenze nicht die gesamte zur Verfügung stehende Klärgasmenge zur Stromerzeugung nutzen. Bei einer weiteren Steigerung der Anlagengrößen über diese Grenze hinaus sinkt die jährliche Zahl der Vollaststunden kontinuierlich ab. Am Ende des betrachteten Spektrums bei 500 kW_{el} reicht das in der Modellanlage anfallende Klärgas nur noch für 4227 h/a bei der SOFC bzw. 4058 h/a bei der MCFC und 3043 h/a beim BHKW. Die unterschiedlichen Werte der möglichen Vollaststunden bei gleicher Leistungsgröße spiegeln die unterschiedlichen elektrischen Wirkungsgrade der einzelnen Technologien wider. Je höher der elektrische Wirkungsgrad einer Technologie, desto länger ist der Zeitraum, in dem sie aus der gleichen Menge Klärgas Strom produzieren kann.

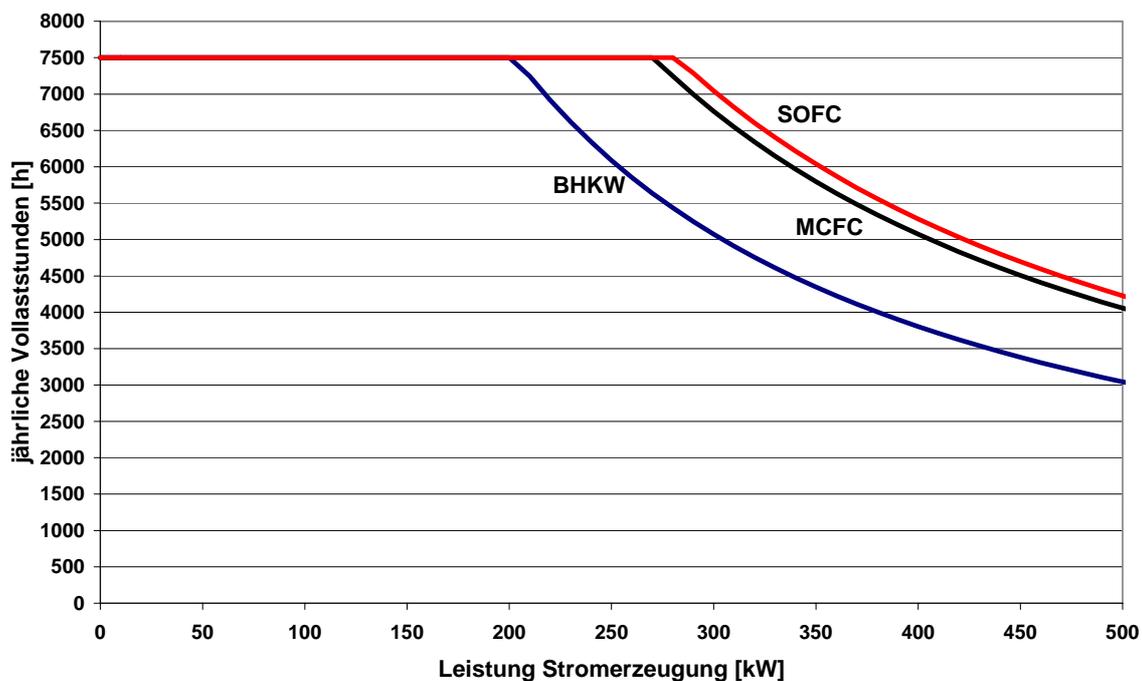


Abbildung 6-3: Vollaststundenzahl verschiedener Technologien zur Stromerzeugung aus Klärgas auf der Modellkläranlage

Die verschiedenen elektrischen Wirkungsgrade sind auch die Ursachen für die in Abbildung 6-4 dargestellten Unterschiede der maximal erzielbaren Stromproduktionen für die jeweiligen Technologien. Die aus der auf der Modellkläranlage jährlich anfallenden Klärgasmenge durch den Einsatz einer MCFC maximal gewinnbare Jahresstrommenge beträgt 2,03 GWh_{el} für Anlagen ab einer Größe von 280 kW_{el} und im Fall der SOFC 2,11 GWh_{el} ab 290 kW_{el} Leistung.

Das BHKW kann maximal 1,52 GWh_{el} jährlich Strom erzeugen. Die dafür erforderliche Mindestleistungsgröße beträgt 210 kW_{el}.

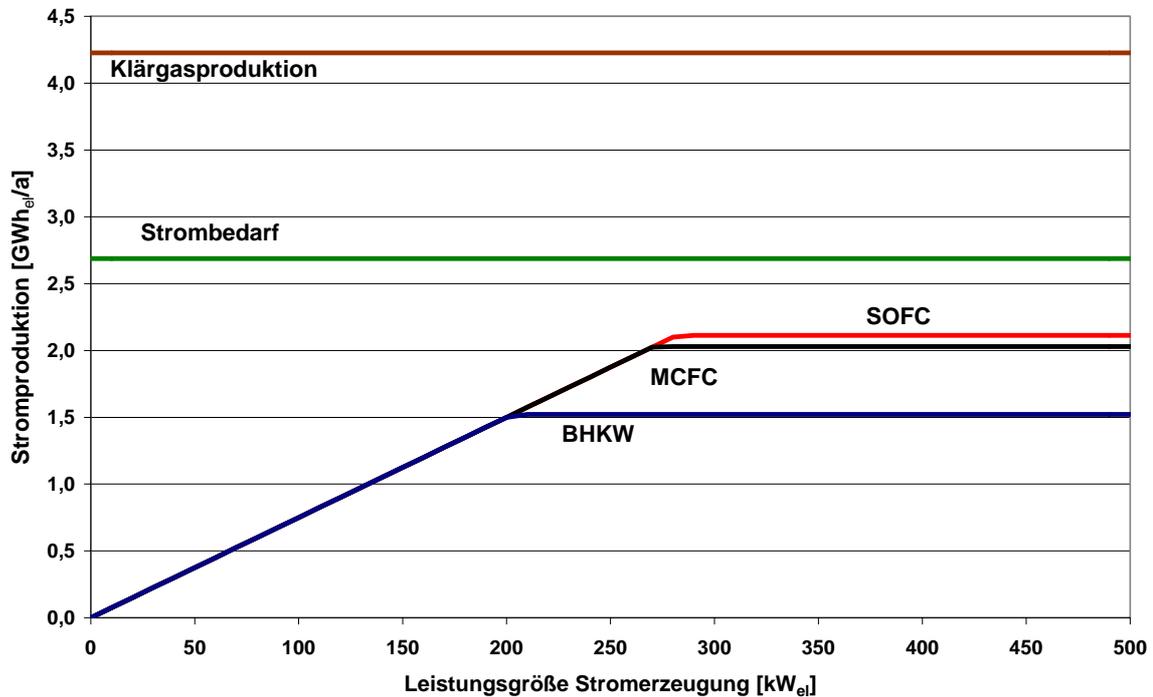


Abbildung 6-4: Stromproduktion aus Klärgas durch verschiedene Technologien bei variablen Anlagengrößen

6.4 Ökologische Untersuchung im Rahmen einer LCA

Die LCA der Energieversorgung der Kläranlage durch Brennstoffzellen und Vergleichstechnologien bestimmt den Treibhauseffekt anhand der CO₂-Emissionen und den KEA über alle Lebensphasen. Daneben werden noch Emissionswerte für CO, CH₄, NO_x, SO_x, Non-Methane Volatile Organic Compounds (NMVOC) und Partikel bilanziert.

Die für die LCA geltenden räumlichen Bilanzgrenzen sind beispielhaft für die MCFC in Abbildung 6-5 dargestellt. Neben den Emissionen und dem Energieaufwand der Anlagen der Energieversorgung über alle Lebensphasen sind auch die bei der Bereitstellung von Erdgas und Strom aus dem öffentlichen Netz auftretenden Emissionen zu berücksichtigen. Dagegen sind die beim Betrieb der Kläranlage, d. h. aus den Prozessen der Abwasserreinigung stammenden Emissionen (z. B. Stickstoff), nicht Teil der Untersuchung. Ebenso fällt die vorgeschaltete Gasreinigungsanlage unter das Abschneidekriterium und wird nicht in der LCA bilanziert.

Der Betrachtungszeitraum umfasst eine Betriebsdauer der untersuchten Anlagen von 15 Jahren.

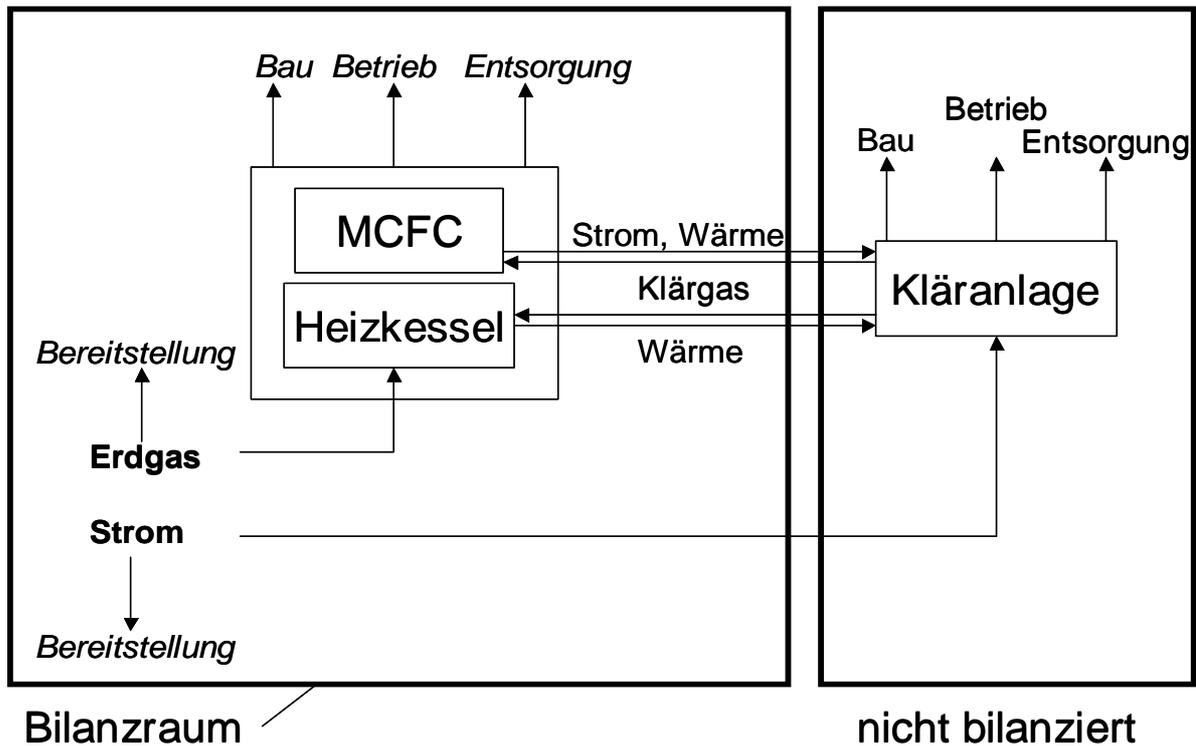


Abbildung 6-5: Bilanzgrenzen und erfasste Umweltwirkungen der Energieversorgung der Kläranlage am Beispiel der MCFC

Rahmendaten der ökologischen Bilanzierung

Um die Energiebezüge der Modelkläranlage in Form von Strom und Erdgas aus dem öffentlichen Netz bilanzieren zu können, werden Daten des deutschen Strom- bzw. Erdgasmix genutzt. Darin enthalten sind nicht nur die entlang der Bereitstellungskette (Förderung, Transport, Bau und Betrieb der benötigten Anlagen, etc.) entstehenden spezifischen Emissionen, sondern auch der damit verbundene energetischen Aufwand. Die entsprechenden Daten der Bereitstellung von Erdgas sind in Tabelle 6-2 dargestellt, die der Stromerzeugung in Tabelle 6-3.

Tabelle 6-2: Emissionen und Energieaufwand bei der Bereitstellung von Erdgas der Druckstufe MD/ND gemäß Erdgasmix Deutschland

Stoffklasse	Einheit	Emissionen der Erdgasbereitstellung
CO ₂	[g/kWh]	28,73
CO	[g/kWh]	0,17
CH ₄	[g/kWh]	1,22
NO _x	[g/kWh]	0,10
N ₂ O	[g/kWh]	3,1·10 ⁻³
SO _x	[g/kWh]	0,10
Partikel	[g/kWh]	0,02
NMVOOC	[g/kWh]	0,10
Kumulierter Energieaufwand der Erdgasbereitstellung		
KEA _{Erdgasbereitstellung}	[kWh/kWh _{Erdgas}]	1,13525

Für die Erdgasbereitstellung erweist CO₂ als massenmäßig größte Emission, die mehrheitlich aus den für den Gastransport notwendigen Verdichtungsstufen stammen. Hierfür werden meist Gasturbinen eingesetzt, die den Druckverlust v. a. im Fernleitungsnetz ausgleichen sollen. Der Energieverbrauch für die Bereitstellung von 1 kWh Erdgas beträgt 0,13525 kWh, woraus sich ein KEA der Erdgasbereitstellung von 1,13525 kWh/kWh ergibt.

Tabelle 6-3: Emissionen und Energieaufwand bei der Bereitstellung von Strom gemäß Strommix Deutschland 1998/1999 incl. Bau und Entsorgung der Kraftwerke

Stoffklasse	Einheit	Emissionen der Strombereitstellung
CO ₂	[g/kWh]	668,2
CO	[g/kWh]	0,35
CH ₄	[g/kWh]	1,64
NO _x	[g/kWh]	0,64
N ₂ O	[g/kWh]	0,03
SO _x	[g/kWh]	0,53
Partikel	[g/kWh]	0,11
NMVOG	[g/kWh]	0,15
Kumulierter Energieaufwand der Strombereitstellung		
KEA _{Strombereitstellung}	[kWh/kWh _{el}]	2,5

Auch bei den Emissionen der Strombereitstellung in Deutschland weist CO₂ das größte Emissionsvolumen auf. Die Hauptursache liegt im hohen Anteil der Kraftwerke, die mit fossilen Brennstoffen, wie Braunkohle oder Steinkohle, betrieben werden, an der Gesamtstromproduktion.

6.4.1 LCA von MCFC und SOFC mittels Komponentenzerlegung

Die LCA der Brennstoffzellen wird aufgeteilt in die Lebensphasen Bau, Betrieb und Entsorgung durchgeführt. Grundlage der Bilanzierung ist die Zerlegung der Brennstoffzellensysteme in Komponenten und Baugruppen. Damit lassen sich die unterschiedlichen Einflüsse der Einzelkomponenten auf die unterschiedlichen Lebensphasen der Gesamtanlage bestimmen. So wird der Stack der Brennstoffzelle innerhalb der Lebenszeit in Abhängigkeit von der betrieblichen Nutzung mehrfach ausgewechselt. Dagegen bleiben die peripheren Anlagenkomponenten, das sogenannte balance of plant (BOP), bspw. Wechselrichter-einheit oder Wärmetauscher, während der gesamten Lebensdauer nutzungsunabhängig erhalten.

Als charakteristische Leistungsgrößen der LCA der Brennstoffzellen werden zunächst Anlagen mit Leistungen von 300 kW_{el} (MCFC) bzw. 200 kW_{el} (SOFC) betrachtet. Die Ergebnisse der Bilanzierung dieser Anlagengrößen dienen später als Grundlage der Skalierung über den gesamten Leistungsbereich.

Die in Komponenten und Baugruppen zerlegten Brennstoffzellen sind in Abbildung 6-6 (MCFC) bzw. Abbildung 6-7 (SOFC) dargestellt. Bei den aufgeführten Baugruppen kann teilweise auf Standardkomponenten, wie z. B. Wärmetauscher, zurückgegriffen werden. Im Brennstoffzellenbereich haben sie die Aufgabe der Vorwärmung der Ausgangsstoffe und der Verdampfung des Reformierungswasserstroms bzw. der Abwärmenutzung.

Eine spezielle Art der Wärmetauscher findet sich in der Reformiereinheit von Hochtemperaturbrennstoffzellen. Die am Wärmetransport beteiligten Oberflächen sind brenngasseitig mit katalytisch wirksamen und chemisch beständigen Materialien beschichtet und ermöglichen damit eine optimierte Wasserstoffgewinnung. Durch kompakte Abmessungen werden hohe flächenspezifische Übertragungsleistungen erforderlich. Die im Reformier übertragene Wärme dient in erster Linie zur Bereitstellung des chemischen Energiebedarfs der Reformierreaktion, die Temperatur des Brenngasstroms bleibt nahezu konstant.

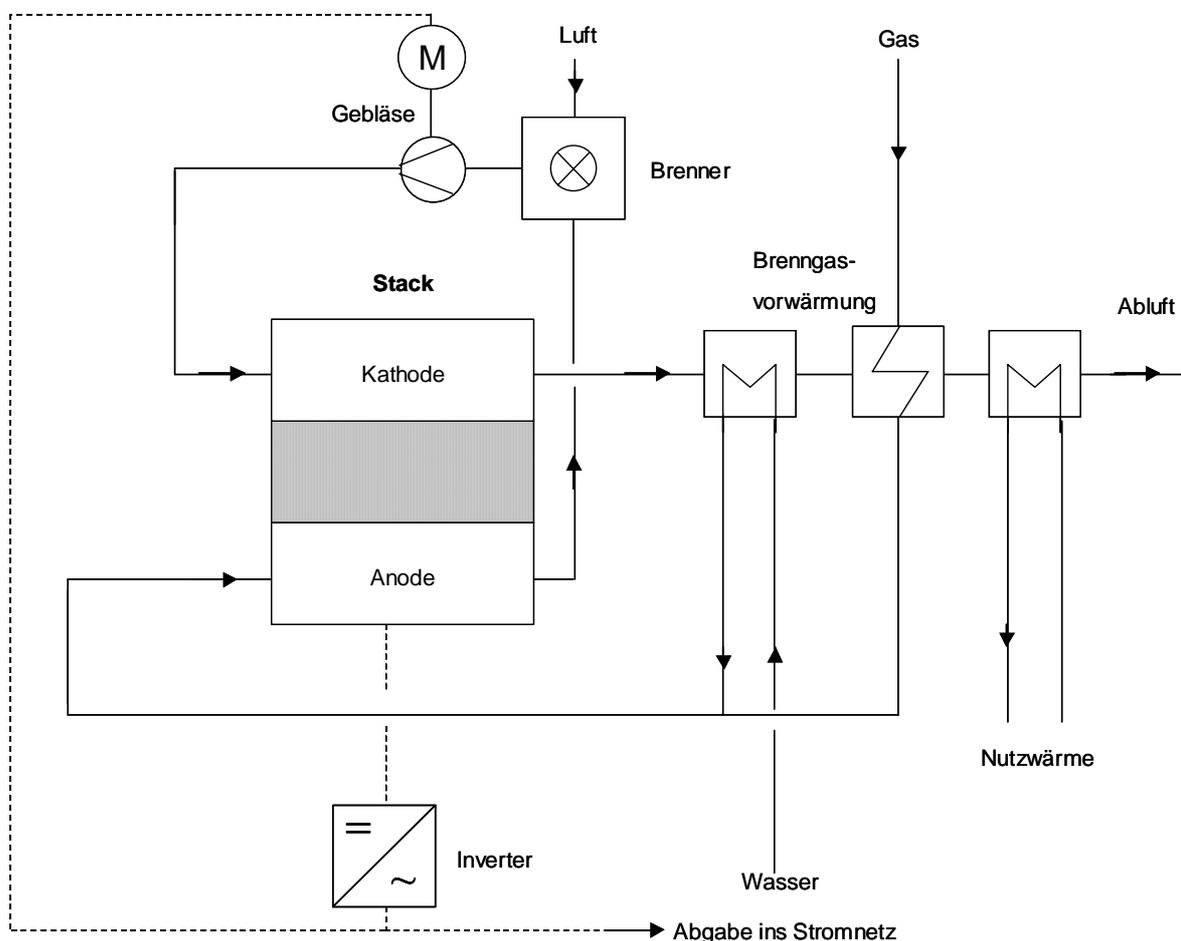


Abbildung 6-6: Anlagenschema einer MCFC-Brennstoffzelle

Gebälse haben in Brennstoffzellensystemen die Aufgaben, die Zu- und Abfuhr von Gasen aufrechtzuerhalten und Druckverluste auszugleichen. Sie müssen neben kompakten Abmessungen auch resistent sein gegenüber hohen Temperaturen.

In den Zellen findet die eigentliche Erzeugung von Elektrizität statt. Zur Erzielung hoher elektrischer Leistungen werden mehrere Zellen zu einem Stack zusammengefasst. Außerhalb von Brennstoffzellensystemen existieren keine technischen Anwendungen für diese Zellen.

Das Gehäuse von Brennstoffzellen ist mit geringem technischen Aufwand zu fertigen, ausgelegt sowohl für die thermischen als auch die chemischen Belastungen während der Betriebsphase.

Das Steuerungssystem, bestehend u.a. aus Sensoren, Sicherheitsventilen, Steuerungsprogramm, Steuerrechner und Benutzeroberfläche, reguliert und sichert den Betrieb der Anlage.

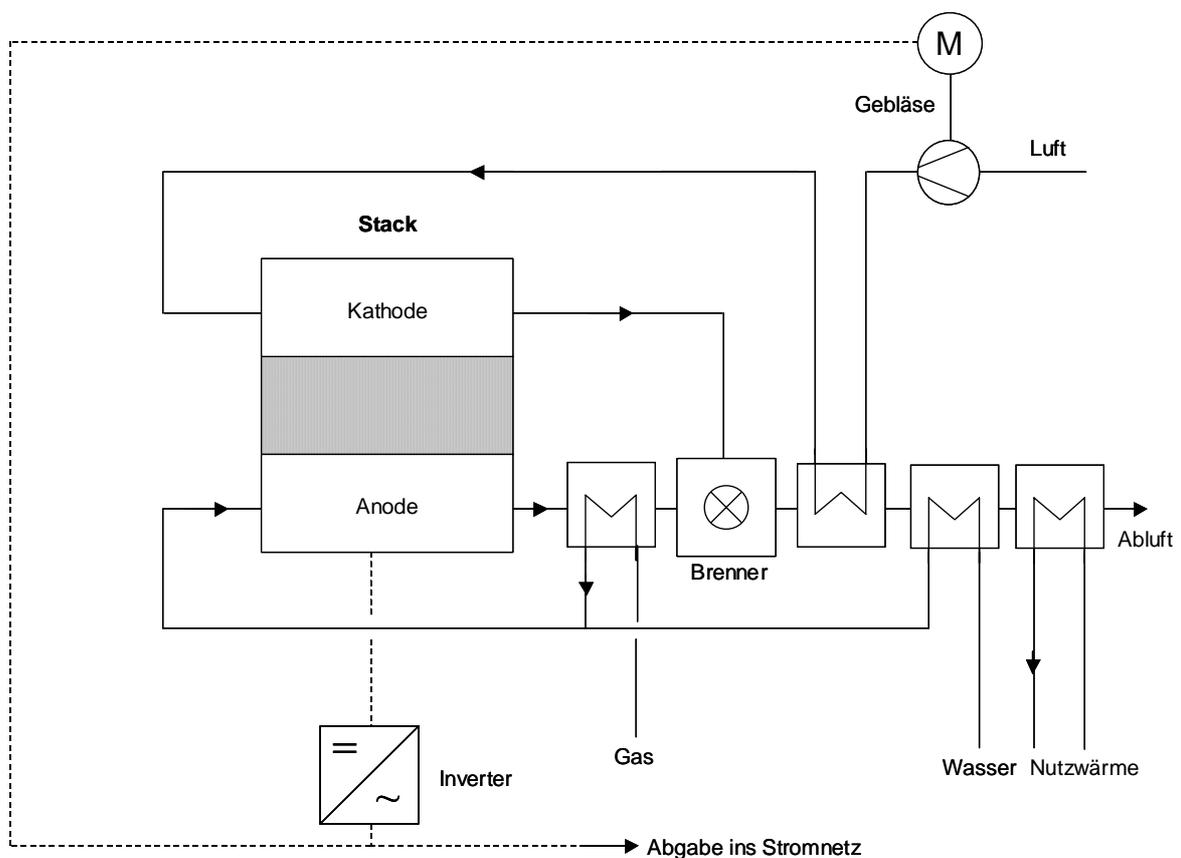


Abbildung 6-7: Anlagenschema einer SOFC-Brennstoffzelle

In Hochtemperaturbrennstoffzellensystemen kommen auch katalytische und konventionelle Gasbrenner bzw. Elektro-Heizregister zum Einsatz. Katalytische Brenner werden zur flammenlosen Nachverbrennung im Anodenraum nicht genutzter Brenngasanteile genutzt. Neben einer allgemein besseren Brenngasnutzung steigt dadurch insbesondere bei MCFC-Anlagen die CO_2 -Konzentration im Kathodenraum und somit der Gesamtwirkungsgrad der Zelle. Konventionelle Gasbrenner und Elektro-Heizregister werden zum Anfahren der Anlage genutzt, um in kurzer Zeit hohe Betriebstemperaturen zu erreichen.

Das Bindeglied zwischen Brennstoffzelle und Stromnetz bildet der Inverter, der den in der Brennstoffzelle erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom umformt und eine Spannungstransformation durchführt. Inverter werden auch bei anderen Technologien der Stromerzeugung eingesetzt, bspw. Photovoltaikanlagen.

Weitere Peripheriekomponenten umfassen herstellerabhängig zusätzliche Sicherheits-einrichtungen (z. B. Stickstoffspülung), Demineralisationseinheit zur Reinigung des bei der Reformierung zugegebenen Wassers und die Brenngasentschwefelung /Blesl et al. 2004/.

6.4.1.1 Bauphase von MCFC und SOFC

Der zum Bau der Brennstoffzellen notwendige Material- und Energiebedarf ist, aufgeteilt in die bilanzierten Komponenten und Baugruppen, für MCFC in Tabelle 6-4 und für SOFC in Tabelle 6-5 aufgeführt. Zusätzlich sind die baugruppenspezifischen Emissionen an CO₂ während der Herstellphase bilanziert.

Tabelle 6-4: Sachbilanzdaten der Bauphase der MCFC /Pock 2001/, /eigene Berechnungen/

Baugruppe	Komponente	Material	Massenaufwand [kg]	KEA _H [kWh]	CO ₂ -Emissionen [kg]
Stack				239232	61896
	Anode	Nickel	1155		
		Chrom	105		
	Kathode	Nickeloxid	798		
	Elektrolyt	Aluminiumoxid	222		
		Kaliumkarbonat	466		
	Bipolarplatte	Edelstahl	1866		
	Stromkollektoren	Edelstahl	3732		
BOP					
Wärmetauscher				61309	14069
		Stahl unlegiert	6300		
		Edelstahl	745		
Gehäuse				56391	12488
		Isoliermaterial	163		
		Stahl	7622		
Brenngasreini-gung		Stahl unlegiert	28	205	45
Wechselrichter				44311	9800
		Stahl unlegiert	2834,4		
		Kupfer	819		
		Polypropylen	312		
Steuerung				12100	2261
		Stahl unlegiert	708,6		
		Kupfer	91		
		Polypropylen	208		
Gebläse				723	170
		Gusseisen	26		
		Edelstahl	5		
		Stahl unlegiert	26		

Tabelle 6-5: Sachbilanzdaten der Bauphase der SOFC /Zapp 1998/, /eigene Berechnungen/, /Viebahn, Krewitt 2004/

Baugruppe	Komponente	Material	Massenaufwand [kg]	KEA _H [kWh]	CO ₂ -Emissionen [kg]
Stack				237138	33760
	Anode	YSZ	16		
		Polyvinylbutyral	6		
		Ethanol	38		
		Polyethylenglykol	2		
		Dibutylphthalat	2		
	Kathode	dotiertes LaMnO ₃	852		
		Wasser	196		
	Elektrolyt	ZrCl ₄	166		
		YCl ₃	24		
		Nickel	0,02		
		Nickeloxid	16		
	Bipolarplatte	dotiertes LaCrO ₃	12		
BOP					
Wärmetauscher				5845	1287
		Stahl unlegiert	1000		
Gehäuse				73068	16090
		Stahl unlegiert	10000		
		Isoliermaterial	163		
Brenngasreinigung				7	1,6
		Stahl	1		
		Zinn	2		
Wechselrichter				1108	307
		Aluminium	40		
		gereinigtes Silica	0,8		
		Kunststoffe	1		
		Kupfer	1		
Reformer		Stahl	40	292	72
Verteiler Luft/Brennstoff		Stahl	1000	1609	7307
Luftverteiler- schacht		Aluminium	840	29828	8368
Luftvorwär- mung		Stahl	400	2923	292
Steuerung				341	84
		Aluminium	10		
		Kunststoffe	3		
		Kupfer	0,2		

Es ergeben sich speziell für die Stackfertigung beider Technologien ähnlich hohe energetische Aufwendungen, die jedoch bei der SOFC mit deutlich geringeren CO₂-Emissionen einhergehen als bei der MCFC.

Die Massenverteilungen beider Brennstoffzellensysteme sind in Abbildung 6-8 grafisch dargestellt.

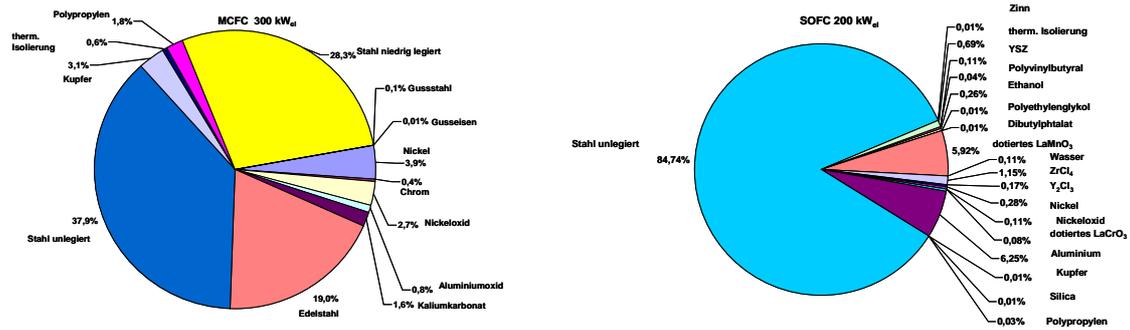


Abbildung 6-8: Materialverteilung der 300 kW_{el}-MCFC und der 200 kW_{el}-SOFC in der Bauphase

Es zeigt sich, dass sowohl MCFC als auch SOFC überwiegend aus metallischen Werkstoffen, v. a. verschiedenen Sorten von Stahl, aufgebaut sind. Dies ergibt sich aus dem hohen Massenanteil des BOP am Gesamtsystem Brennstoffzelle. Ursachen sind der hohe Temperaturbereich, in dem sich MCFC und SOFC bewegen, und die hohen Wärmeübertragungsleistungen beim Betrieb der Anlagen. Die dabei auftretenden thermischen Belastungen lassen sich - werkstoff- und kostenseitig - optimal mit metallischen Werkstoffen abdecken. Analog zu den Brennstoffzellen sind auch die Aufwendungen für den Bau des Heizkessels mit einer thermischen Leistung von 350 kW_{th} in der Bilanz der Versorgungsvarianten HT-Brennstoffzellen zu berücksichtigen. Diese Daten fließen als Sachbilanzoutputdaten in die LCA ein und sind in Tabelle 6-6 dargestellt.

Tabelle 6-6: Sachbilanzdaten der Bauphase des Heizkessels mit einer Leistung von 350 kW_{th}

CO ₂	[kg]	60338,88
CO	[kg]	362,88
CH ₄	[kg]	181,44
NO _x	[kg]	131,04
SO _x	[kg]	30,24
NMVOC	[kg]	80,64
Partikel	[kg]	60,48
KEA _H	[kWh]	59210,55

6.4.1.2 Betriebsphase von MCFC und SOFC

Die Aufwendungen der Betriebsphase betreffen v. a. die Energieversorgung der Modellkläranlage. Zur Bilanzierung ist der Primärenergiebedarf für beide Versorgungsvarianten zu bestimmen. Der Primärenergiebedarf der Modellkläranlage ergibt sich aus dem Verbrauch von Klärgas und Erdgas sowie dem Strombezug. Die jeweils benötigten Mengen gehen aus der Energiebilanz der Kläranlage (vgl. Tabelle 6-7) hervor.

Tabelle 6-7: Energiebilanz der Modellkläranlage für die Versorgung durch MCFC bzw. SOFC

		MCFC 300 kW_{el}	SOFC 200 kW_{el}
Strombedarf Kläranlage	[kWh _{el} /a]	2687027	2687027
Stromerzeugung Brennstoffzelle	[kWh _{el} /a]	2028816	1500000
Nettostrombezug	[kWh_{el}/a]	658211	1187027
Wärmebedarf Kläranlage	[kWh _{th} /a]	1828620	1828620
Wärmeerzeugung Heizkessel	[kWh _{th} /a]	230444	646435
Klärgasaufkommen Kläranlage	[kWh/a]	4226770	4226770
Klärgasverbrauch Brennstoffzelle	[kWh/a]	4226770	3000000
Klärgasverbrauch Heizkessel	[kWh/a]	0	718261
Erdgasverbrauch Heizkessel	[kWh/a]	256049	0

Es ergeben sich Nettostrombezüge von 0,66 GWh_{el}/a (MCFC) bzw. 1,19 GWh_{el}/a (SOFC). Da die MCFC auf Grund ihrer höheren Leistungsgröße die gesamte anfallende Klärgasmenge verstromen kann, müssen in diesem Fall für die Abdeckung thermischer Spitzenlasten durch den Heizkessel 0,26 GWh/a Erdgas zugekauft werden. Im Falle der SOFC kann wegen der geringeren Kapazität der Anlage das anfallende Klärgas nicht restlos genutzt werden. Daher entfallen die Erdgaszukäufe, der Strombezug ist jedoch höher als bei der MCFC.

Die aus Tabelle 6-7 erhaltenen Werte für Strom und Erdgas müssen zur Ermittlung des bewerteten Primärenergiebedarfs mit den in Tabelle 6-2 und Tabelle 6-3 aufgeführten Werten der Bereitstellung korreliert werden. Der Energieträger Klärgas wird dagegen als Nebenprodukt der Abwasserreinigung betrachtet, weshalb keine Aufwendungen für die Bereitstellung berücksichtigt werden (vgl. Abbildung 6-5). Die entsprechenden Werte des bewerteten jährlichen Primärenergiebedarfs sind in Tabelle 6-8 enthalten.

Tabelle 6-8: Bewerteter jährlicher Primärenergiebedarf der Energieversorgung der Modellkläranlage bei Einsatz von MCFC und SOFC

		MCFC 300 kW_{el}	SOFC 200 kW_{el}
Klärgas	[kWh/a]	4226770	3718261
Primärenergiebedarf des Strombezugs	[kWh/a]	1645528	2967568
Erdgasbezug	[kWh/a]	290680	0
bewerteter Primärenergiebedarf	[kWh/a]	6162978	6685829

Zur Ermittlung des kumulierten Energieaufwands der Betriebsphase (KEA_B) müssen zum Primärenergiebedarf noch die energetischen Aufwendungen für die Herstellung der Ersatzstacks addiert werden. Die entsprechenden Werte sind, hochgerechnet auf die gesamte Betriebszeit, in Tabelle 6-9 aufgeführt.

Tabelle 6-9: Aufwendungen während der Betriebsphase von MCFC und SOFC während der gesamten Betriebszeit

MCFC 300 kW _{el}			SOFC 200 kW _{el}		
Kumulierter Energieaufwand der Betriebsphase					
KEA _{Primär}	[GWh]	92,44	KEA _{Primär}	[GWh]	100,29
KEA _{Ersatzstacks}	[GWh]	0,48	KEA _{Ersatzstacks}	[GWh]	0,47
KEA _B	[GWh]	92,92	KEA _B	[GWh]	100,76
Ersatzteile					
Baugruppe/ Komponente	Material	Massenaufwand	Baugruppe/ Komponente	Material	Massenaufwand
Stack		[kg]	Stack		[kg]
Anode	Nickel	2310	Anode	YSZ	32
	Chrom	210		Polyvinylbutyral	12
				Ethanol	76
				Polyethylenglykol	4
				Dibutylphtalat	4
Kathode	Nickeloxid	1596	Kathode	dotiertes LaMnO ₃	1704
				Wasser	392
Elektrolyt	Aluminiumoxid	444	Elektrolyt	ZrCl ₄	332
	Kaliumkarbonat	932		YCl ₃	48
			Nickel	0,04	
			Nickeloxid	32	
Bipolarplatte	Edelstahl	3732	Bipolarplatte	dotiertes LaCrO ₃	24
Stromkollektoren	Edelstahl	7464			
Betriebsstoffe					
Wasser	[t]	457	Wasser	[t]	298
Aktivkohle	[kg]	243	Aktivkohle	[kg]	243

Die Aufwendungen für Aktivkohle und Wasser werden zur Gasreinigung bzw. zur Reformierung eingesetzt.

Die Aufteilung der Ersatzteile nach Anteilen einzelner Materialien ist in Abbildung 6-9 dargestellt. Dabei spiegelt sich die Zusammensetzung der jeweiligen Stacks wider. Während bei der MCFC metallische Werkstoffe wie Edelstahl, Nickel oder Chrom dominieren, besteht der SOFC-Stack überwiegend aus keramischen Werkstoffen wie Zirkonoxid, dotiertem LaMnO₃ oder Yttriumverbindungen.

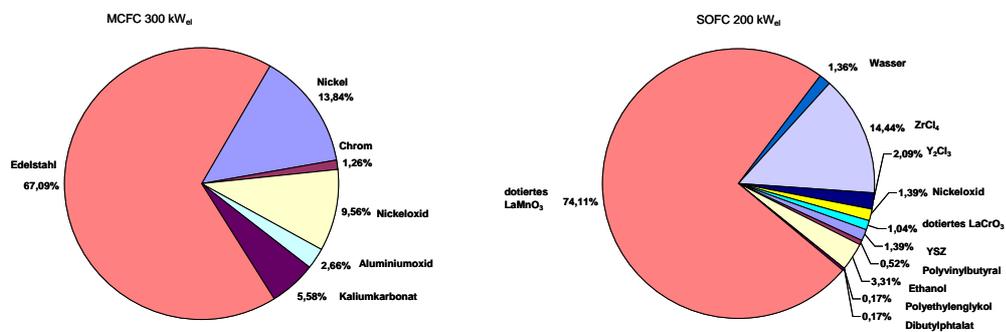


Abbildung 6-9: Materialverteilung der Ersatzteile einer 300 kW_{el}-MCFC und einer 200 kW_{el}-SOFC

Die spezifischen betrieblichen Emissionen beider Brennstoffzellen und des zugeschalteten Heizkessels für Klärgasbetrieb sind in Tabelle 6-10 aufgeführt.

Tabelle 6-10: Emissionsvektoren von MCFC, SOFC und Heizkessel für den Betrieb mit Klärgas

	MCFC	SOFC	Heizkessel
	[g/kWh _{el}]	[g/kWh _{el}]	[g/kWh _{th}]
CO ₂	0	0	0
CO	0	0	0,92
CH ₄	0,0002	0	0,09
NO _x	0,0004	0,0007	0,77
SO _x	0,002	0	0
NMVOG	0	0,0007	0,08
Partikel	0	0	0

Bei der Nutzung von Klärgas entsteht nur die Menge CO₂, die bei seiner Entstehung aus dem natürlichen Kohlenstoffkreislauf entnommen wurden. Aus diesem Grund wird Klärgas als CO₂-neutraler Brennstoff bewertet, bei dessen Nutzung keine CO₂-Emissionen bilanziert werden. Durch die Vorschaltung von Gasreinigungsstufen fällt der Ausstoß von SO_x und Partikeln bei allen Versorgungsvarianten gering aus. Der Stickoxidanfall von SOFC und Heizkessel liegt deutlich über dem der MCFC. Ursache sind die wesentlich höheren Betriebstemperaturen dieser beiden Technologien, bei denen die Bildung dieser Substanzen verstärkt stattfindet.

6.4.1.3 Entsorgungsphase von MCFC und SOFC

Die während der Entsorgungsphase erforderlichen energetischen Aufwendungen und die dabei anfallenden Emissionen sind für beide Brennstoffzellentypen in Tabelle 6-11 (MCFC) und Tabelle 6-12 (SOFC) aufgeführt, die des Heizkessels in Tabelle 6-13. Analog zur Herstellungsphase ergeben sich dabei für beide Brennstoffzellen gegenüber dem BOP ein deutlich höherer energetischer Aufwand und höhere Emissionen für die Entsorgung des Stacks.

Tabelle 6-11: Emissionen und energetischer Aufwand während der Entsorgungsphase der 300 kW_{el}-MCFC

Baugruppe/	KEA _E	CO ₂	CO	CH ₄	NO _x	SO _x	NMVOC	Partikel
	[kWh]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]
Stack	23923	6190	0	14	9	421	0	0
Wärmetauscher	449	96	0,3	0,2	1	0,3	0,4	0
Gehäuse	496	106	0,3	0,2	1	0,3	0,4	0,3
Brenngasreinigung	2	0,4	0	0	0	0	0	0
Wechselrichter	305	847	0,3	0,1	1	0,3	0,3	0,1
Steuerung	99	542	0,1	0	0,3	0,1	0,1	0
Gebläse	4	1	0	0	0	0	0	0
SUMME	25278	7783	1	14	12	422	1	0,5

Tabelle 6-12: Emissionen und energetischer Aufwand während der Entsorgungsphase der 200 kW_{el}-SOFC

Baugruppe/	KEA _E	CO ₂	CO	CH ₄	NO _x	SO _x	NMVOC	Partikel
	[kWh]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]
Stack	23714	3376	0	0	7	13	2	2
Wärmetauscher	64	14	0	0	0,1	0	0	0
Gehäuse	648	139	0,4	0,3	1	0,4	0,6	0
Brenngasreinigung	0,2	0,2	0	0	0	0	0	0
Wechselrichter	3	3	0	0	0	0	0	0
Steuerung	1	7,8	0	0	0	0	0	0
Verteiler Luft/ Brennstoff	64	14	0	0	0,1	0	0	0
Luftverteilerschacht	54	11	0	0	0,1	0	0	0
Reformer	0,3	0,1	0	0	0	0	0	0
Luftvorwärmung	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0
SUMME	24548	3565	0,4	0,3	9	14	3	2

Tabelle 6-13: Emissionen und energetischer Aufwand der Entsorgungsphase des Heizkessels

CO ₂	[kg]	6704,32
CO	[kg]	40,32
CH ₄	[kg]	20,16
NO _x	[kg]	14,56
SO _x	[kg]	3,36
NMVOC	[kg]	8,96
Partikel	[kg]	6,72
KEA _E	[kWh]	6578,95

6.4.1.4 Zusammenfassung der LCA von MCFC und SOFC

Damit sind die zur Bestimmung der ökologischen Wirkungen der Energieversorgungssysteme erforderlichen Daten vollständig. Mit den Werten für die Strom- und Wärmeproduktion aus der energetischen Analyse können die absoluten jährlichen Emissionen berechnet

werden. Für MCFC und SOFC sind die entsprechenden Werte in Tabelle 6-14 dargestellt. Die aufgeführten Werte sind unterteilt in indirekte Emissionen, die alle Umweltwirkungen aus dem Bau und der Entsorgung von Anlagen und Anlagenteilen sowie der Erdgasbereitstellung enthalten. Wegen seines hohen Anteils an einzelnen Emissionen ist der Strombezug in einer eigenen Aufstellung erfasst. Außerdem sind in der Tabelle noch die während der Betriebsphase der Brennstoffzelle und des Heizkessels auftretenden Stoffemissionen aufgeführt.

Tabelle 6-14: Jahresbezogene Emissionen der Versorgungsvarianten MCFC und SOFC

		MCFC 300 kW_{el}	SOFC 200 kW_{el}
indirekte Emissionen (Bau und Entsorgung von Brennstoffzelle und Heizkessel, Erdgasbereitstellung, Ersatzstacks)			
CO ₂	[t CO ₂ /a]	28,61	13,94
CO	[t CO/a]	0,22	0,05
CH ₄	[t CH ₄ /a]	0,41	0,02
NO _x	[t NO _x /a]	0,06	0,03
SO _x	[t SO _x /a]	0,96	0,04
NMVOG	[t NMVOG/a]	0,04	0,01
Partikel	[t Partikel/a]	0,02	0,01
direkte betriebliche Emissionen der Energieversorgung (Betriebsphase von Brennstoffzelle und Heizkessel)			
CO ₂	[t CO ₂ /a]	63,58	0,00
CO	[t CO/a]	0,08	0,59
CH ₄	[t CH ₄ /a]	0,47	0,01
NO _x	[t NO _x /a]	0,07	0,5
SO _x	[t SO _x /a]	0,03	0,00
NMVOG	[t NMVOG/a]	0,01	0,05
Partikel	[t Partikel/a]	0,03	0,00
Emissionen Fremdstrombezug			
CO ₂	[t CO ₂ /a]	439,82	793,17
CO	[t CO/a]	0,23	0,41
CH ₄	[t CH ₄ /a]	1,08	1,95
NO _x	[t NO _x /a]	0,02	0,03
SO _x	[t SO _x /a]	0,35	0,62
NMVOG	[t NMVOG/a]	0,42	0,76
Partikel	[t Partikel/a]	0,07	0,13
Summe			
CO ₂	[t CO ₂ /a]	532,01	807,11
CO	[t CO/a]	0,53	1,06
CH ₄	[t CH ₄ /a]	1,97	1,98
NO _x	[t NO _x /a]	0,16	0,56
SO _x	[t SO _x /a]	1,33	0,66
NMVOG	[t NMVOG/a]	0,47	0,82
Partikel	[t Partikel/a]	0,11	0,14

Es ergeben sich mit einem CO₂-Ausstoß von 532 t/a für die Variante MCFC gegenüber 807 t/a für die Variante SOFC auf der Emissionsseite deutliche Vorteile für das MCFC-System. Der Hauptgrund liegt in der höheren Leistungsgröße der MCFC, wodurch mehr

Klärgas verstromt werden kann und die CO₂-belasteten Strombezüge aus dem öffentlichen Netz entsprechend geringer ausfallen. Der Erdgasverbrauch der MCFC-Variante schlägt sich zwar in höheren betrieblichen Emissionen nieder, dennoch bleiben die Emissionen der MCFC wegen des geringeren Strombezugs in der Summe unter denen des SOFC-Systems.

Die sich aus Tabelle 6-14 ergebende anteilmäßige Verteilung der einzelnen Stoffklassen ist für beide Brennstoffzellen in Abbildung 6-10 dargestellt. Es zeigt sich in beiden Fällen, dass CO₂ den höchsten Massenanteil aller ausgestossenen Stoffklassen hat; er beträgt für MCFC und SOFC jeweils über 99 %. Alle anderen untersuchten Stoffe spielen massenbezogen eine untergeordnete Rolle.

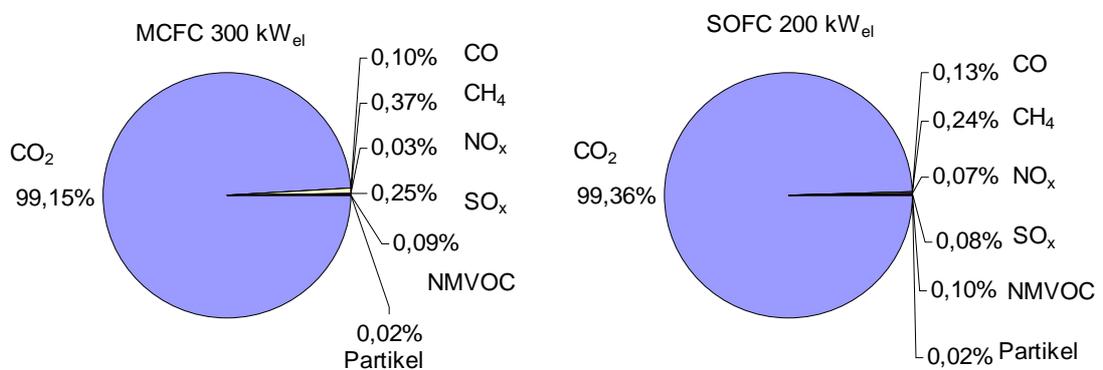


Abbildung 6-10: Prozentuale Verteilung der Emissionen über alle Phasen des gesamten Lebenswegs für 300 kW_{el}-MCFC und 200 kW_{el}-SOFC

Die Verteilung der Emissionen nach Herkunft ist für beide Brennstoffzellen in Abbildung 6-11 aufgeführt. Dabei zeigt sich, dass in beiden untersuchten Fällen die größten Anteile von CO₂, CH₄, NMVOC und Partikeln aus dem Strombezug stammen. Dagegen resultieren die CO-Emissionen in beiden Fällen mehrheitlich aus dem direkten und indirekten Emissionen der Energieversorgung der Kläranlage. Die SO_x-Emissionen im Fall der MCFC stammen überwiegend aus der Anlagenproduktion, die deutlich mehr SO_x ausstößt als die Anlagenproduktion der SOFC. Der Großteil der SO_x-Emissionen der Variante SOFC stammt dagegen aus dem Strombezug.

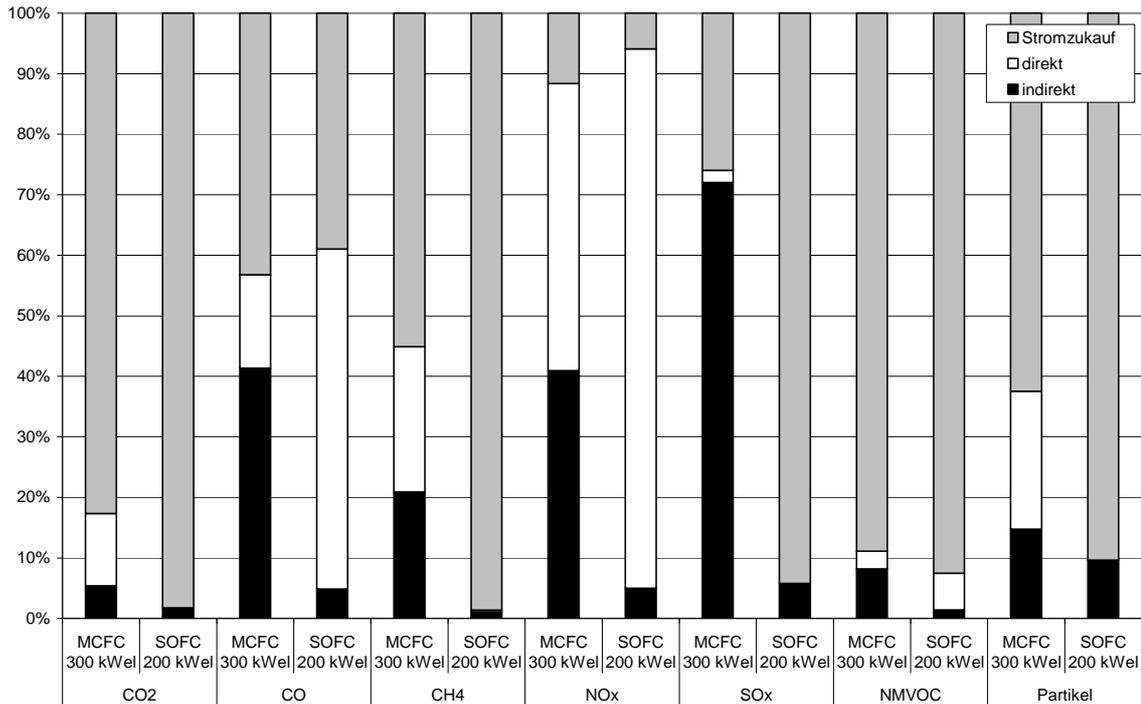


Abbildung 6-11: Prozentuale Verteilung der Emissionen von MCFC nach SOFC nach Stoffklassen und Quellen

In Abbildung 6-12 ist die Verteilung des KEA über den einzelnen Lebensphasen beider Versorgungsvarianten dargestellt. Dieser beträgt im Fall der MCFC 93,45 GWh und für die SOFC 101,23 GWh. Damit schneidet die MCFC-Variante in dieser Kategorie, v. a. aufgrund der höheren Eigenstromerzeugung, deutlich günstiger ab.

Sowohl beim MCFC- als auch beim SOFC-System dominieren die energetischen Aufwendungen während der Betriebsphase mit Anteilen von über 99 %. Im Fall MCFC liegt der Anteil der Aufwendungen für die Bauphase über dem der SOFC. Ursache ist der höhere energetische Aufwand für die Fertigung von Stack und BOP. Die Aufwendungen der Entsorgungsphase fallen in beiden Fällen gering aus.

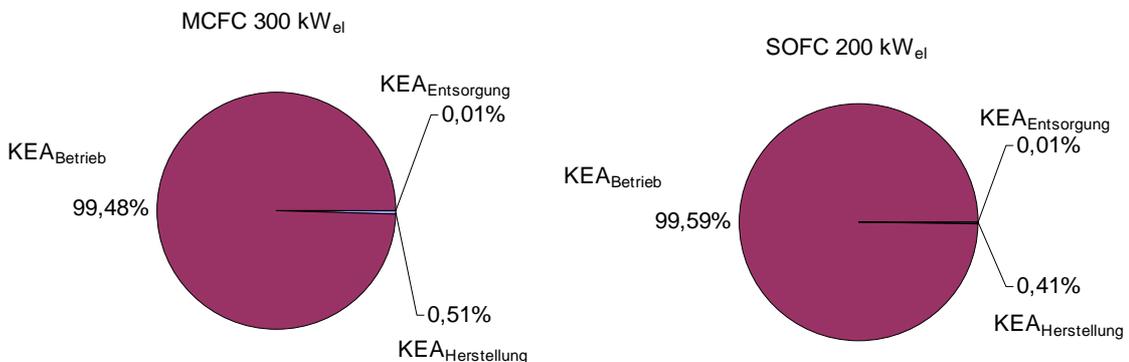


Abbildung 6-12: Verteilung der KEA von MCFC und SOFC nach Lebensphasen

6.4.2 LCA des BHKW

Die untersuchte Baugröße des BHKW beträgt 200 kW_{el}. Analog zu den Brennstoffzellen ist dem BHKW ein Heizkessel mit einer thermischen Leistung von 350 kW_{th} beigestellt.

6.4.2.1 Bauphase BHKW

Die Outputwerte der Sachbilanz für die Bauphase des 200 kW_{el}-BHKW sind in Tabelle 6-15 enthalten. Für die vollständige Bilanzierung der Bauphase der Versorgungsvariante BHKW müssen diesen Werten noch die Daten des Heizkessels hinzugefügt werden. Der zum BHKW gehörige Heizkessel entspricht dem der beiden Brennstoffzellenvarianten. Daher können für die Bilanzierung des Heizkessels die Werte aus Tabelle 6-6 genutzt werden.

Tabelle 6-15: Sachbilanzdaten der Bauphase des BHKW 200 kW_{el}

CO ₂	[kg]	15446
CO	[kg]	2,5
CH ₄	[kg]	682,78
NO _x	[kg]	536,596
SO _x	[kg]	1265,62
NMVOC	[kg]	1092,81
Partikel	[kg]	50,99
KEA _H	[kWh]	10016

Beim Bau des BHKW erweist sich Kohlendioxid als größte emittierte Stoffklasse. Sowohl die CO₂-Emissionen als auch der KEA_H-Wert der Bauphase des BHKW liegt deutlich unter den entsprechenden Werten beider Brennstoffzellen. Dies liegt in der kompakten Bauweise des BHKW begründet, das mit wesentlich geringerem Massenaufwand als Brennstoffzellen auskommt, da u. a. die gesamten Aufwendungen für Stacks und Reformier entfallen.

6.4.2.2 Betriebsphase BHKW

Für die Bilanzierung der betrieblichen Umweltwirkungen der Betriebsphase des BHKW ist die Erstellung der Energiebilanz erforderlich. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6-16 dargestellt. Es ergibt sich ein Nettostrombezug von 1,19 GWh_{el}/a. Zur Deckung thermischer Spitzenlasten müssen dem Heizkessel 0,003 GWh/a Erdgas zugefeuert werden. Beim BHKW-Betrieb kann wegen der zu geringen Kapazität von 200 kW_{el} nicht die gesamte Klärgasmenge genutzt werden.

Tabelle 6-16: Energiebilanz der Modellkläranlage für die Versorgung durch BHKW

		BHKW 200 kW_{el}
Strombedarf Kläranlage	[kWh _{el} /a]	2687027
Stromerzeugung BHKW	[kWh _{el} /a]	1500000
Nettostrombezug	[kWh_{el}/a]	1187027
Wärmebedarf Kläranlage	[kWh _{th} /a]	1828620
Wärmeerzeugung Heizkessel	[kWh _{th} /a]	56683
Klärgasaufkommen Kläranlage	[kWh/a]	4226770
Klärgasverbrauch BHKW	[kWh/a]	4166667
Klärgasverbrauch Heizkessel	[kWh/a]	60033
Erdgasverbrauch Heizkessel	[kWh/a]	2947

Der sich aus der Energiebilanz ergebende bewertete Primärenergiebedarf ist in Tabelle 6-17 dargestellt.

Tabelle 6-17: Bewerteter jährlicher Primärenergiebedarf der Energieversorgung der Modellkläranlage bei Einsatz von BHKW

		BHKW 200 kW_{el}
Klärgas	[kWh/a]	4226770
Primärenergiebedarf des Strombezugs	[kWh/a]	2967568
Erdgasbezug	[kWh/a]	3346
KEA _B	[kWh/a]	7197684

Der outputbezogene Emissionsvektor des BHKW für den Betrieb mit Klärgas ist in Tabelle 6-18 dargestellt. Für den Heizkessel gelten weiterhin die betrieblichen Emissionswerte aus Tabelle 6-10.

Tabelle 6-18: Emissionsvektor des BHKW für Klärgasbetrieb

BHKW 200 kW_{el}		
CO ₂	[g/kWh _{el}]	0
CO	[g/kWh _{el}]	0,0008
CH ₄	[g/kWh _{el}]	0
NO _x	[g/kWh _{el}]	0,0007
SO _x	[g/kWh _{el}]	0
NMVOG	[g/kWh _{el}]	0,0007
Partikel	[g/kWh _{el}]	0

Das BHKW weist für den Betrieb mit Klärgas mit Ausnahme von CO geringe spezifische Emissionen aus. U. a. durch die vorgeschaltete Gasreinigung werden in der Betriebsphase weder Partikel noch Schwefelverbindungen emittiert.

6.4.2.3 Entsorgungsphase BHKW

Die Sachbilanzdaten der Entsorgungsphase des BHKW sind in Tabelle 6-19 aufgeführt. Auch bei der Entsorgung des BHKW bildet CO₂ die mengenmäßig meistemittierte Stoffklasse. Wie bereits in der Bauphase, liegt auch der kumulierte Energieaufwand der Entsorgungsphase des BHKW deutlich unter den entsprechenden Werten der Brennstoffzellen. Die Ursache liegt in diesem Fall ausschließlich im geringeren Massenaufkommen in der Entsorgungsphase des BHKW.

Tabelle 6-19: Sachbilanzdaten der Entsorgungsphase des BHKW 200 kW_{el}

BHKW 200 kW _{el}		
CO ₂	[kg]	6799,48
CO	[kg]	0
CH ₄	[kg]	10,38
NO _x	[kg]	71,04
SO _x	[kg]	13,82
NMVOG	[kg]	27,34
Partikel	[kg]	0
KEA _E	[kWh]	3000

Für die Betrachtung der Entsorgung des Gesamtsystems müssen den BHKW-Daten die Werte des Heizkessels hinzugefügt werden. Diese können aus Tabelle 6-13 übernommen werden.

6.4.2.4 Zusammenfassung der LCA für das BHKW

Aus den Sachbilanzdaten der einzelnen Lebensphasen ergeben sich jahresbezogene Emissionen gemäß Tabelle 6-20. Die Aufteilung der Gesamtemissionen erfolgt auf die Kategorien indirekte Emissionen, direkte Emissionen und Emissionen aus dem Fremdstrombezug.

Tabelle 6-20: Jahresbezogene Emissionen der Variante BHKW

		BHKW 200 kW_{el}
indirekte Emissionen (Bau und Entsorgung von BHKW und Heizkessel, Erdgasbereitstellung)		
CO ₂	[t CO ₂ /a]	15,45
CO	[t CO/a]	0,03
CH ₄	[t CH ₄ /a]	0,06
NO _x	[t NO _x /a]	0,05
SO _x	[t SO _x /a]	0,09
NMVOG	[t NMVOG/a]	0,08
Partikel	[t Partikel/a]	0,01
direkte Emissionen der Energieversorgung (Betrieb von BHKW und Heizkessel)		
CO ₂	[t CO ₂ /a]	0,73
CO	[t CO/a]	1,30
CH ₄	[t CH ₄ /a]	0,01
NO _x	[t NO _x /a]	1,09
SO _x	[t SO _x /a]	0,00
NMVOG	[t NMVOG/a]	0,11
Partikel	[t Partikel/a]	0,00
Emissionen Fremdstrombezug		
CO ₂	[t CO ₂ /a]	793,17
CO	[t CO/a]	0,41
CH ₄	[t CH ₄ /a]	1,95
NO _x	[t NO _x /a]	0,03
SO _x	[t SO _x /a]	0,62
NMVOG	[t NMVOG/a]	0,76
Partikel	[t Partikel/a]	0,13
Summe		
CO ₂	[t CO ₂ /a]	809,35
CO	[t CO/a]	1,74
CH ₄	[t CH ₄ /a]	2,02
NO _x	[t NO _x /a]	1,17
SO _x	[t SO _x /a]	0,71
NMVOG	[t NMVOG/a]	0,94
Partikel	[t Partikel/a]	0,14

Die Anteile von direkten und indirekten Emissionen fallen in der Gesamtsumme gering aus. Hauptverursacher der Emissionen ist der Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Lediglich beim Ausstoß von CO und NO_x dominiert der Anteil der direkten Emissionen.

Die Aufteilung der Gesamtemissionen nach Stoffklassen ist in Abbildung 6-13 grafisch dargestellt.

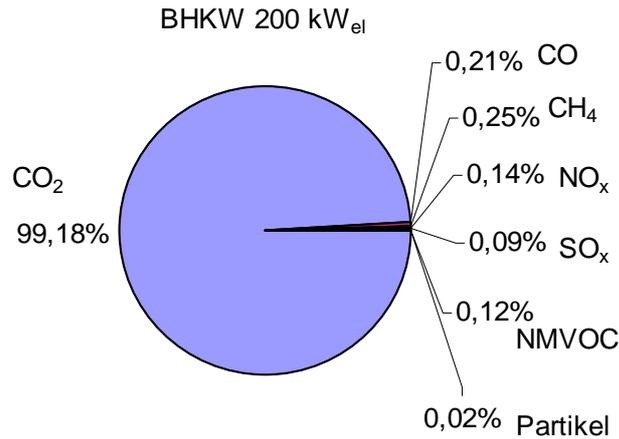


Abbildung 6-13: Prozentuale Verteilung der Emissionen über den gesamten Lebensweg für die Versorgungsvariante BHKW 200 kW_{el}

Wie bei den Brennstoffzellentypen weist auch das BHKW mit über 99 % einen hohen Massenanteil von CO₂ an den Gesamtemissionen auf. Demzufolge sind auch beim BHKW die übrigen untersuchten Emissionsgrößen mengenmäßig nicht von Bedeutung. Die geringen Schwefeldioxidemissionen der Betriebsphase zeigen die Effizienz der vorgeschalteten Gasreinigungsstufe. Im Vergleich zu den Brennstoffzellen weist die Variante BHKW deutlich höhere Anteile von CO- und NO_x-Emissionen auf.

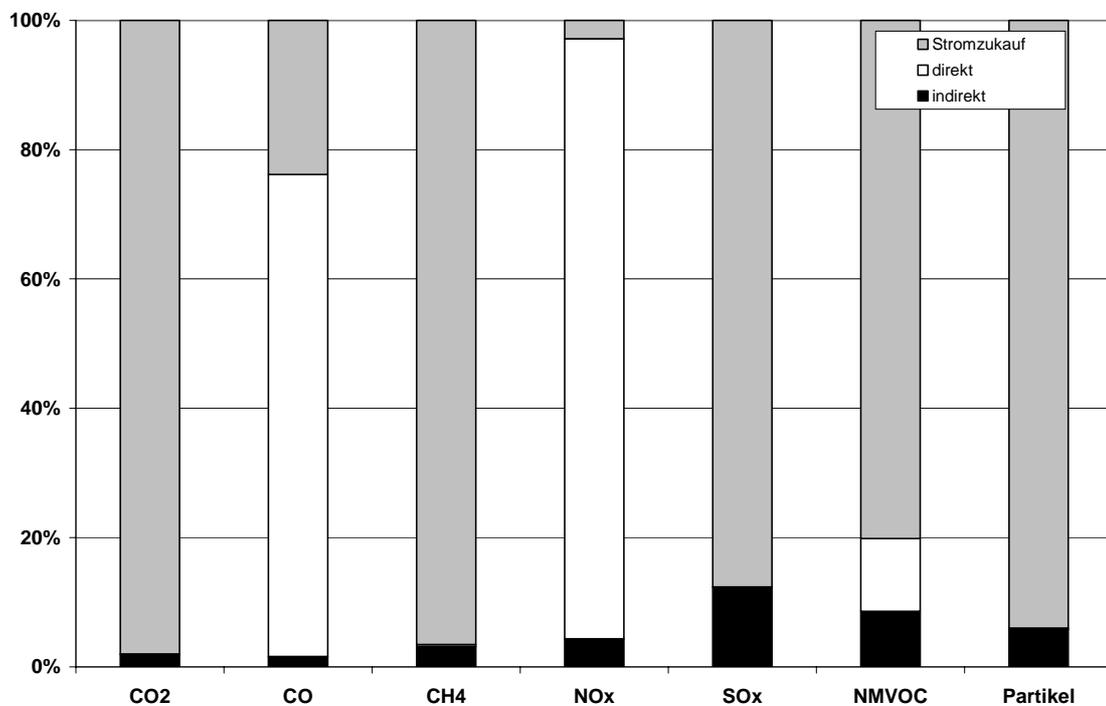


Abbildung 6-14: Prozentuale Verteilung der Emissionen der Variante BHKW nach Quellen

Die in Abbildung 6-14 dargestellte Verteilung der einzelnen Emissionen zeigt, dass nicht nur die Emissionen von CO_2 , sondern auch von Methan, SO_x , NMVOC und Partikel überwiegend aus dem Strombezug stammen. Dagegen entsteht das meiste CO und NO_x in der Betriebsphase der Energieversorgung der Kläranlage. Ursache sind die hohen technologie-spezifischen Ausstöße von BHKW und Heizkessel während der Betriebsphase.

Die Verteilung des KEA nach Lebensphasen in Höhe von 108 GWh ist in Abbildung 6-15 grafisch dargestellt.

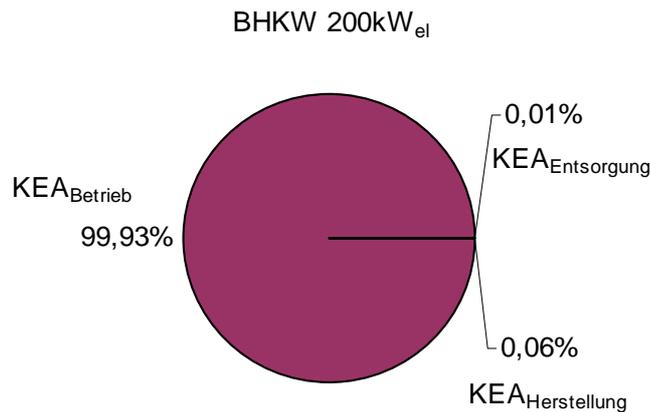


Abbildung 6-15: Verteilung KEA der Versorgungsvariante BHKW 200 kW_{el} nach Lebensphasen

Es ergibt sich ein Anteil des energetischen Aufwands der Betriebsphase von über 99,9 %. Die übrigen Anteile spielen keine nennenswerten Rolle. Ursache ist zum einen der im Vergleich zu Brennstoffzellen geringere elektrische Wirkungsgrad, der für die gleiche Stromproduktion einen höheren Einsatz von Primärenergie notwendig macht, wodurch der Anteil des KEA_B steigt. Zum anderen handelt es sich bei BHKW um eine Technologie mit geringem energetischen Aufwand während der Bauphase (vgl. Tabelle 6-15). Dies ergibt sich aus der, v. a. im Vergleich zu Brennstoffzellen, geringen Anlagenkomplexität von BHKW.

6.4.3 LCA für den Nur-Heizkessel

Als Alternative zu den bislang betrachteten KWK-Technologien wie Brennstoffzellen oder BHKW ist im Projekt auch die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme zu betrachten. Dabei wird die Wärme auf der Kläranlage durch Klärgasnutzung im Heizkessel produziert und der Strom komplett aus dem öffentlichen Netz zugekauft. Der verwendete Heizkessel ist mit dem Spitzenlastkessel der zuvor untersuchten Varianten identisch.

6.4.3.1 Bauphase des Nur-Heizkessels

Für die Bauphase des Heizkessels behalten die bereits bei der Bilanzierung des Spitzenkessels der Brennstoffzellen und des BHKW verwendeten Daten (vgl. Tabelle 6-6) ihre Gültigkeit.

6.4.3.2 Betriebsphase des Nur-Heizkessels

Die Energiebilanz der Variante Nur-Heizkessel zeichnet sich durch den Verzicht auf Klärgasnutzung zur Verstromung aus. Entsprechend steht das gesamte Klärgasaufkommen zur Beheizung der Kläranlage zur Verfügung. Da der Heizkessel nicht die gesamte Klärgasmenge verbraucht, bleibt ein hoher Anteil von 2,2 GWh/a, entsprechend 52 % der Jahresproduktion, ungenutzt. Der Bezug von Erdgas ist daher für diese Variante nicht erforderlich.

Die gesamte Energiebilanz für die Versorgungsvariante Nur-Heizkessel ist in Tabelle 6-21 aufgeführt.

Tabelle 6-21: Energiebilanz der Modellkläranlage für die Versorgung durch die Variante Nur-Heizkessel

		Heizkessel 350 kW _{th}
Strombedarf Kläranlage	[kWh _e /a]	2687027
Stromerzeugung Heizkessel	[kWh _e /a]	0
Nettostrombezug	[kWh_e/a]	2687027
Wärmebedarf Kläranlage	[kWh _{th} /a]	1828620
Wärmeerzeugung Heizkessel	[kWh _{th} /a]	1828620
Klärgasaufkommen Kläranlage	[kWh/a]	4226770
Klärgasverbrauch Heizkessel	[kWh/a]	2031422
Erdgasverbrauch Heizkessel	[kWh/a]	0

Der sich aus der Energiebilanz ergebende bewertete Primärenergiebedarf ist in Tabelle 6-22 dargestellt.

Tabelle 6-22: Bewerteter jährlicher Primärenergiebedarf der Energieversorgung der Modellkläranlage bei Einsatz von Heizkessel und vollständigem Fremdstrombezug

		bewerteter Primärenergiebedarf
		Heizkessel 350 kW _{th}
Klärgas	[kWh/a]	2031422
Primärenergiebedarf des Strombezugs	[kWh/a]	6717568
Erdgasbezug	[kWh/a]	0
KEA _B	[kWh/a]	878990

Der Emissionsvektor für die spezifischen direkten Emissionen aus dem Heizkesselbetrieb kann aus Tabelle 6-6 übernommen werden.

6.4.3.3 Entsorgungsphase des Nur-Heizkessels

Die Bilanzierung der Entsorgungsphase des Heizkessels erfolgt gemäß den Werten aus Tabelle 6-13.

6.4.3.4 Zusammenfassung der LCA des Nur-Heizkessels

Die lebensabschnittsbezogenen Emissionswerte der Variante Nur-Heizkessel sind in Tabelle 6-23 aufgeführt. Da weder Aufwendungen zum Bau einer Anlage zur Klärgasverstromung noch Erdgas bereitgestellt werden muss, beschränken sich die indirekten Emissionen auf die Herstellung und Entsorgung des Heizkessels.

Tabelle 6-23: Jahresbezogene Emissionen der Variante Nur-Heizkessel

		Heizkessel 350 kW _{th}
indirekte Emissionen (Heizkesselbau und -entsorgung)		
CO ₂	[t CO ₂ /a]	4,47
CO	[t CO/a]	0,03
CH ₄	[t CH ₄ /a]	0,01
NO _x	[t NO _x /a]	0,01
SO _x	[t SO _x /a]	0,00
NMVOG	[t NMVOG/a]	0,01
Partikel	[t Partikel/a]	0,00
direkte Emissionen der Energieversorgung (Heizkesselbetrieb)		
CO ₂	[t CO ₂ /a]	0,00
CO	[t CO/a]	1,69
CH ₄	[t CH ₄ /a]	0,02
NO _x	[t NO _x /a]	1,41
SO _x	[t SO _x /a]	0,00
NMVOG	[t NMVOG/a]	0,14
Partikel	[t Partikel/a]	0,00
Emissionen Fremdstrombezug		
CO ₂	[t CO ₂ /a]	1795,46
CO	[t CO/a]	0,94
CH ₄	[t CH ₄ /a]	4,42
NO _x	[t NO _x /a]	0,07
SO _x	[t SO _x /a]	1,41
NMVOG	[t NMVOG/a]	1,71
Partikel	[t Partikel/a]	0,29
Summe		
CO ₂	[t CO ₂ /a]	1799,93
CO	[t CO/a]	2,65
CH ₄	[t CH ₄ /a]	4,45
NO _x	[t NO _x /a]	1,50
SO _x	[t SO _x /a]	1,42
NMVOG	[t NMVOG/a]	1,86
Partikel	[t Partikel/a]	0,30

Es ergibt sich eine Dominanz der Emissionen aus dem Strombezug. Die betrieblichen Emissionen aus der Klärgasnutzung sind dagegen CO₂-neutral, so dass als wesentliches Lebenszyklusinventar nur noch die Umweltwirkungen aus Bau und Entsorgung des Heizkessels berücksichtigt werden muss. Da es sich beim Heizkessel um eine einfach zu fertigende Technologie mit geringem Massenaufwand handelt und auf Standardmaterialien zurückgegriffen werden kann, fallen diese Emissionen gering aus.

Die Ergebnisse der Bilanzierung der Gesamtemissionen nach Stoffklassen ist in Abbildung 6-16 dargestellt.

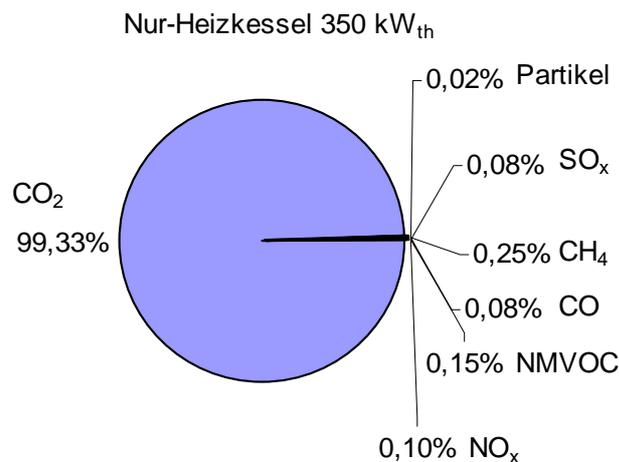


Abbildung 6-16: Prozentuale Verteilung der Emissionen über alle Phasen des gesamten Lebenswegs für Variante Nur-Heizkessel

Auch bei der Variante Nur-Heizkessel mit vollständigem Strombezug aus dem öffentlichen Netz nehmen die CO₂-Emissionen mit über 99 % den größten Massenanteil ein.

Die anteilmäßige Verteilung der Emissionen nach Ursachen ergibt sich aus Abbildung 6-17. Wie bereits aus Tabelle 6-23 ersichtlich wird, stammen die meisten Emissionen der untersuchten Stoffklassen aus dem Strombezug. Lediglich bei den Emissionen von Stickoxiden und Kohlenmonoxid stellt der Anteil der Betriebsphase den größten Anteil. Diese Effekte werden von den hohen spezifischen Emissionswerten des Heizkessels verursacht.

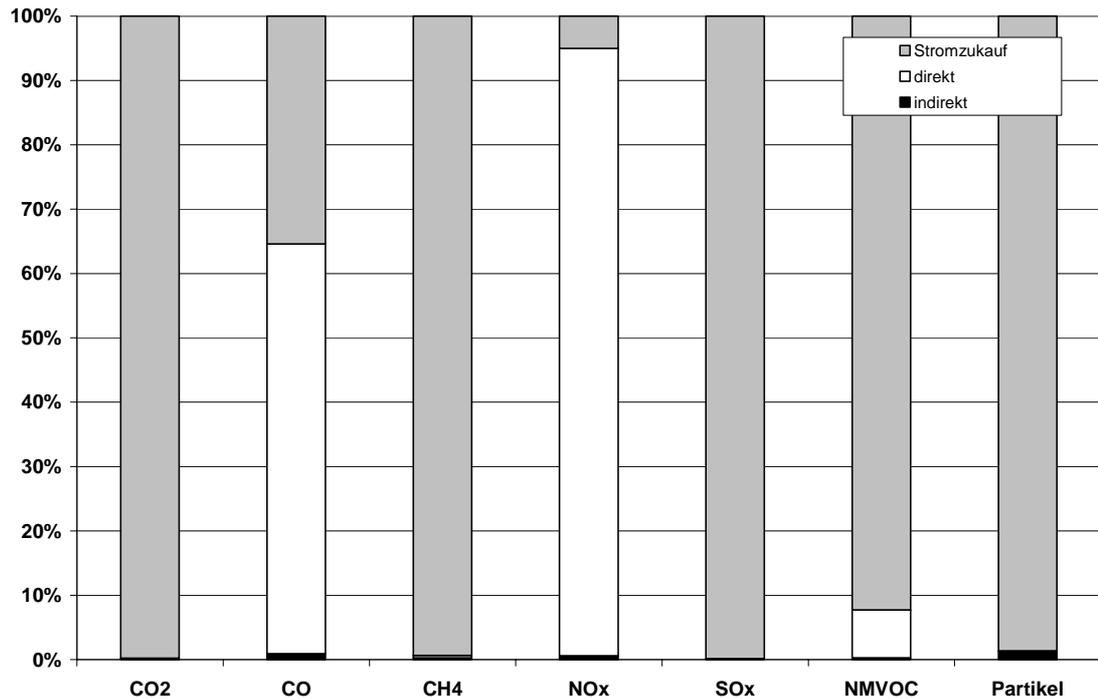


Abbildung 6-17: Prozentuale Verteilung der Emissionen der Variante Nur-Heizkessel nach Quellen

Der KEA der Variante Nur-Heizkessel beträgt 131,3 GWh. Die Verteilung des KEA nach Lebensphasen ist in Abbildung 6-18 dargestellt. Es ergibt sich eine Dominanz des KEA_B von 99,95 %. Dagegen fallen die Anteile von KEA_H und KEA_E marginal aus. Ursachen sind der komplette Fremdstrombezug und die damit einhergehende Beschränkung der Klärgasnutzung auf den Heizkessel, wodurch weitere Aufwendungen zum Bau technischer Systeme nicht anfallen.

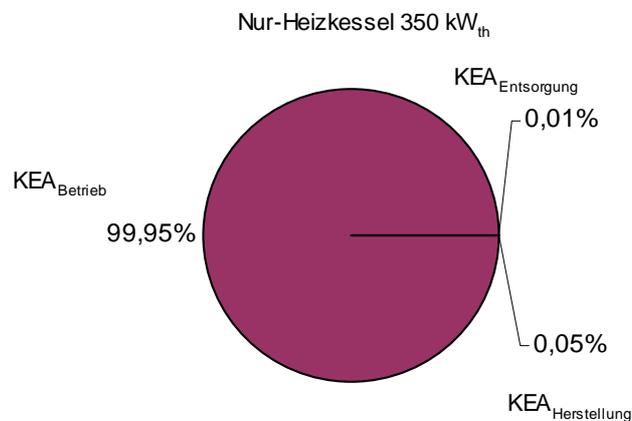


Abbildung 6-18: Verteilung des KEA der Variante Nur-Heizkessel

6.4.4 Vergleich der untersuchten Versorgungsvarianten

Im Folgenden werden die in den vorangegangenen Abschnitten ermittelten Resultate des kumulierten CO₂-Ausstoßes und der KEA-Werte der ausgewählten Größen der einzelnen Versorgungsvarianten verglichen.

Vergleich der kumulierten CO₂-Emissionen

Die in der LCA ermittelten jahresbezogenen kumulierten CO₂-Emissionen der Versorgungsvarianten sind in Abbildung 6-19 dargestellt.

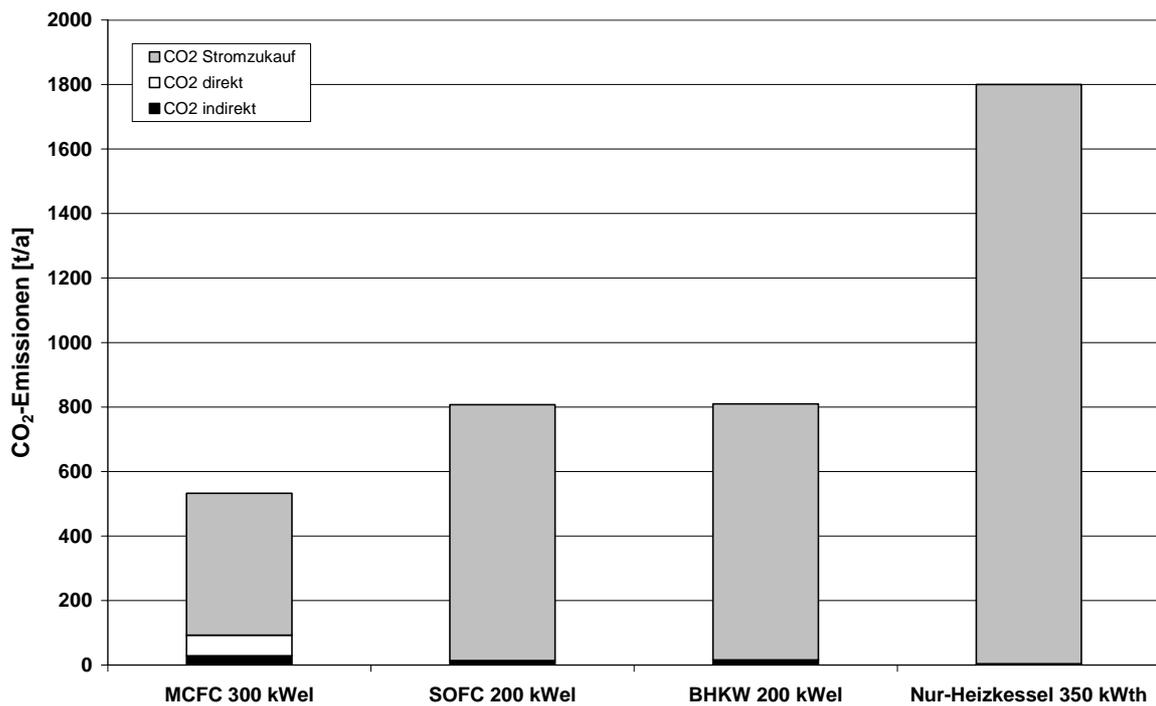


Abbildung 6-19: Vergleich der jahresbezogenen kumulierten CO₂-Emissionen der Versorgungsvarianten

Die geringsten kumulierten CO₂-Emissionen ergeben sich für die Variante MCFC 300 kW_{el} mit einem Jahresausstoß von 532 t. Dabei entfällt der größte Anteil mit 440 t (entsprechend 83 % der gesamten Jahresmenge) auf den Stromzukauf, im direkten Betrieb schlagen sich nur die Erdgaszuführungen in den direkten Emissionen in Höhe von 64 t (12 %) nieder. Die Aufwendungen für Bau und Entsorgung der Anlagen von 29 t (5 %) nehmen dagegen nur einen geringen Anteil ein.

Die SOFC-Variante folgt mit einem Jahresausstoß von 807 t CO₂/a. Wegen des Verzichtes auf Erdgaszukäufe und ausschließlicher Nutzung von Klärgas entfallen direkte Emissionen. Der Strombezug mit einem Anteil von 793 t/a (98 %) überwiegt deutlich die indirekten Emissionen in Höhe von 14 t/a.

Den zweithöchsten Jahresausstoß weist mit 809 t CO₂/a die BHKW-Variante auf. Da wegen der gleichen Leistungsgröße dieselbe Strommenge wie bei der SOFC erzeugt wird, bleiben auch der Stromzukauf und die damit verbundenen Emissionen bei 793 t/a. Die übrigen CO₂-Emissionen aus Anlagenbau und –entsorgung sowie der Erdgasbereitstellung betragen 16 t/a. Der höhere Gesamtwert der Emissionen des BHKW gegenüber der SOFC bei gleicher Leistungsgröße beruht auf dem geringeren elektrischen Wirkungsgrad des BHKW, der einen höheren Klärgasverbrauch zur Folge hat, so dass der Spitzenkessel teilweise mit zugekauftem Erdgas betrieben werden muss.

Die höchsten CO₂-Emissionen ergeben sich mit 1800 t/a aus der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme in der Variante Nur-Heizkessel. Aus dem Fremdstrombezug resultieren 1795 t CO₂/a, die restlichen 5 t CO₂/a stammen aus den Aufwendungen für Anlagenbau und –entsorgung.

Vergleich der KEA-Werte

Der geringste KEA ergibt sich für die Variante MCFC mit einem Wert von 93 GWh. Dieser Wert ergibt sich v. a. aus den Aufwendungen der Betriebsphase, während die KEAs von Herstellungs- und Entsorgungsphase, wie bei allen anderen betrachteten Varianten, keine nennenswerte Rolle spielen.

Es folgen die Variante 200 kW_{el}-SOFC mit einem KEA von 101 GWh und das 200 kW_{el}-BHKW mit einem KEA von 108 GWh. Beide Anlagentypen können das vorhandene Klärgasaufkommen voll ausnutzen, so dass der Unterschied sich im Wesentlichen aus dem bei der BHKW-Variante notwendigen Erdgasbezug ergibt.

Den höchsten KEA weist die Alternative Nur-Heizkessel mit 131 GWh auf. Hauptursache ist der hohe Fremdstrombezug aus dem Netz, der mit einem Primärenergieaufwand von 2,5 kWh/kWh_{el} erzeugt wird.

Die KEA-Werte der untersuchten Versorgungsvarianten sind in Abbildung 6-20 dargestellt.

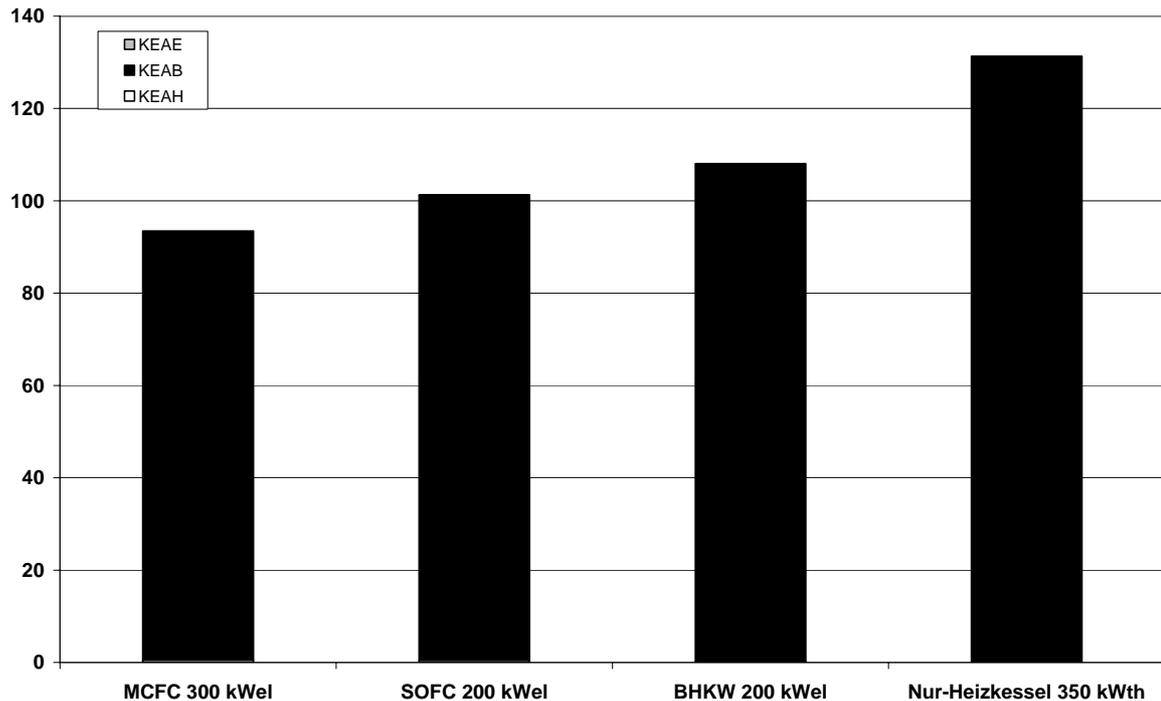


Abbildung 6-20: Vergleich der KEA der untersuchten Versorgungsvarianten

6.4.5 Skalierung

Nach der Ermittlung der Umweltwirkungen für definierte Anlagengrößen können die Ergebnisse auf das gesamte betrachtete Leistungsspektrum übertragen werden. Hierzu werden die Resultate der LCA skaliert.

Eine wichtige Grundlage bei der Betrachtung des gesamten Leistungsspektrums bildet die Skalierung des Primärenergiebedarfs. Dieser wird für MCFC und SOFC auf Basis der variablen Komponentenskalierung ermittelt, die im folgenden Abschnitt am Beispiel der Ermittlung des Primärenergiebedarfs erläutert wird.

6.4.5.1 Skalierung des Primärenergiebedarfs

Der gesamte Primärenergiebedarf der einzelnen Technologien zur Deckung der Versorgungsaufgabe in der Modellkläranlage setzt sich aus der zur Produktion von Strom und Wärme genutzten Klärgasmenge, ggf. zugekauftem Erdgas, dem kumulierten Energieaufwand für den Bau und die Entsorgung der Anlagen und Ersatzteile sowie dem Primärenergiebedarf für die Erzeugung des Fremdstrombezugs zusammen.

Während der Primärenergiebedarf der Betriebsphase sich v. a. aus dem Energiebedarf und dem Energieangebot der Kläranlage (vgl. Kap. 4.3) sowie der Jahresnutzung, und den Wirkungsgraden der untersuchten Technologien ergibt (vgl. Abbildung 6-4), ist der Primärenergiebedarf für Bau und Entsorgung der Anlagen von den verwendeten Komponenten

abhängig, die mit steigender Anlagengröße nicht immer proportional zur Leistung mitwachsen. Für die untersuchten Brennstoffzellentypen MCFC und SOFC, deren LCA auf einer Komponentenzerlegung basiert, werden die in den Primärenergiebedarf einfließenden KEA-Werte der Bau- und Entsorgungsphase aus den KEA-Werten der Einzelkomponenten (vgl. Kap. 6.4) für unterschiedliche Leistungsgrößen mit Hilfe der variablen Skalierung ermittelt.

Die Berechnung des KEA der Komponente k bezüglich einer Referenzgröße durch Skalierung erfolgt gemäß der Formel

$$KEA_k = KEA_{k, \text{Referenz}} \cdot \left(\frac{P}{P_{\text{Referenz}}} \right)^{n_k}$$

wobei der Exponent n_k einen komponentenspezifischen Wert darstellt.

So wächst bspw. der Energieaufwand für die Fertigung der Stacks von Brennstoffzellen wegen ihres modularen Aufbaus aus Einzelzellen proportional zur Leistung, wohingegen der Aufwand für das Steuerungssystem weitgehend unabhängig von der Leistungsgröße der Anlage bleibt.

Die Skalierungsexponenten der einzelnen Komponenten von MCFC und SOFC sind in Tabelle 6-24 enthalten.

Tabelle 6-24: Skalierungsexponenten von MCFC und SOFC

	MCFC 300 kW _{el}	SOFC 200 kW _{el}
Stack	1	1
Wärmetauscher	0,98	0,98
Gehäuse	0,98	0,98
Brenngasreinigung	0,98	0,98
Wechselrichter	1	1
Steuerung	0	0
Gebläse	1	1
Luftverteilerschacht	-	0,9
Reformer	-	0,98
Luft-Brennstoffverteiler	-	0,98
Luftvorwärmer	-	0,98

Im vorliegenden Fall gelten die Daten der Massenbilanz auf Basis der Komponentenzerlegung als Referenzmassen, die Referenzleistungen betragen 300 kW_{el} (MCFC) bzw. 200 kW_{el} (SOFC). Aus diesen Werten lassen sich die resultierenden Energieaufwendungen der skalierten Anlagengrößen bestimmen.

Der skalierte Primärenergiebedarf der einzelnen Technologien in Abhängigkeit von der Anlagengröße ist in Abbildung 6-21 dargestellt.

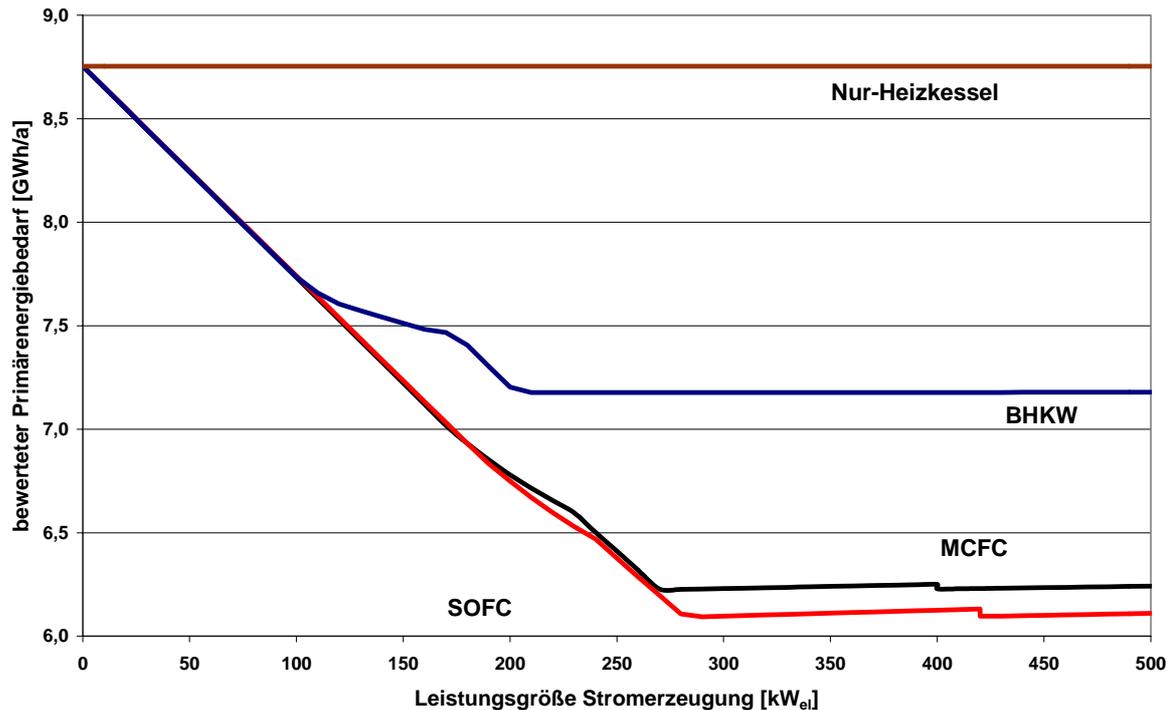


Abbildung 6-21: Jährlicher Primärenergiebedarf der untersuchten Versorgungsvarianten

Bei den stromerzeugenden Technologien sinkt der jährliche Primärenergiebedarf mit steigenden Anlagengrößen - und damit steigenden Werten für Klärgasnutzung und Stromproduktion - zunächst kontinuierlich ab, um sich schließlich bei Leistungsgrößen, die eine vollständige Umsetzung der anfallenden Klärgasmenge erlauben, auf einem minimalen Niveau einzufinden. Bei der MCFC beträgt der minimal erreichbare jährliche Primärenergiebedarf 6,16 GWh, der bei einer Anlagengröße von 280 kW_{el} erreicht wird, bei SOFC-Anlagen sind es 6,09 GWh bei 290 kW_{el} . Die Unterschiede zwischen beiden Brennstoffzellkonzepten beruhen auf dem höheren elektrischen Wirkungsgrad der SOFC (50 %) gegenüber der MCFC (48 %), der unterschiedlich hohe Nettostrombezüge erfordert. Bei weiterer Leistungssteigerung der Brennstoffzellen steigen die primärenergetischen Aufwendungen für den Bau der Anlage und der Ersatzstacks an. Wegen des beschränkten Klärgasaufkommens kann diese Anlagenmehrleistung aber nicht in höhere Stromproduktion umgesetzt werden. Bei Leistungsgrößen der Brennstoffzellen ab 400 kW_{el} (MCFC) bzw. 430 kW_{el} (SOFC) entfällt über die gesamte betrachtete Betriebsdauer wegen der mit steigender Leistungsgröße fallenden Vollaststundenzahlen (vgl. Abbildung 6-3) ein Stackwechsel, der sich mit sinkendem Primärenergiebedarf bemerkbar macht.

Beim BHKW ist der minimale Primärenergiebedarf von 7,17 GWh bei einer Leistungsgröße von 210 kW_{el} erreicht. Mit steigender Leistungsgröße wächst auch der Primärenergiebedarf wegen des höheren Aufwands für die Herstellung des BHKW an. Der KEA_B für

BHKW fällt allerdings im Vergleich zu den Brennstoffzellen gering aus und erhöht daher den Primärenergiebedarf mit steigender Anlagengröße nicht wesentlich.

Der Primärenergieverbrauch bei ausschließlicher Nutzung des Klärgases zur Erzeugung von Wärme im Heizkessel beträgt 8,75 GWh/a.

Fackelverluste

Je größer die Kapazitäten der Brennstoffzellen und des BHKW dimensioniert werden, desto mehr Klärgas kann verstromt werden. Nicht verstromtes Klärgas kann bei entsprechendem Bedarf zur Deckung des Wärmebedarfs der Modellkläranlage im Heizkessel genutzt werden. Darüber hinausgehende Klärgasmengen können wegen fehlender Speichervolumina auf der Modellkläranlage nicht genutzt werden und müssen abgefackelt werden. Wegen des geringeren Wärmebedarfs tritt dieser Fall v. a. in den Sommermonaten ein. Abbildung 6-4 zeigt die Fackelverluste der einzelnen Systeme in Abhängigkeit von der Leistungsgröße. Die Mindestgrößen für die vollständige Nutzung des anfallenden Klärgases betragen $230 \text{ kW}_{\text{el}}$ für MCFC und $240 \text{ kW}_{\text{el}}$ für SOFC.

Aufgrund ihres geringeren elektrischen Wirkungsgrads und damit einhergehenden hohen Klärgasverbrauchs können BHKW bereits mit Anlagengrößen ab $170 \text{ kW}_{\text{el}}$ das gesamte Klärgasangebot der Modellkläranlage verstromen und damit Fackelverluste vermeiden.

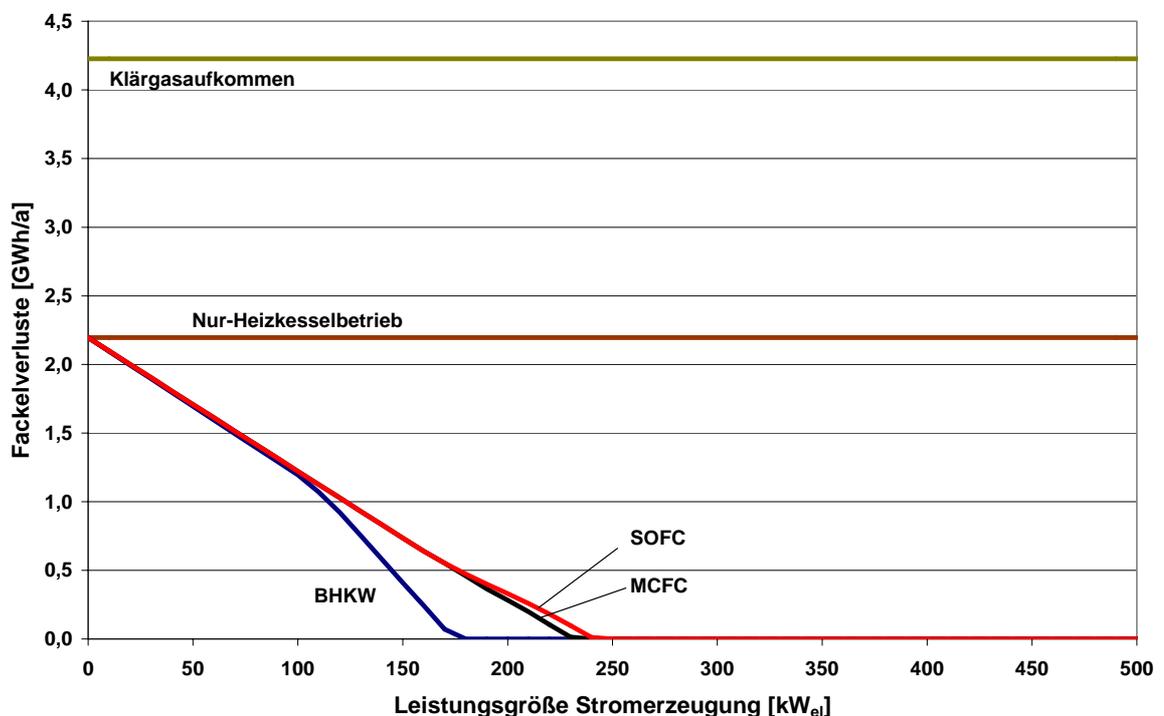


Abbildung 6-22: Fackelverluste der einzelnen Versorgungsvarianten

Erdgaszukauf

Bei nicht ausreichendem Klärgasaufkommen muss bei klärgasgeführter Fahrweise der Stromerzeugung zur Deckung des Wärmebedarfs Erdgas zugekauft werden, in erster Linie zu Spitzenlastzeiten im Winter. Der Verlauf der Erdgaszukäufe der einzelnen Versorgungsvarianten ist in Abbildung 6-23 dargestellt. Für MCFC wird ab Anlagengrößen von 240 kW_{el} der Bezug von Erdgas erforderlich, für SOFC ab 250 kW_{el}. Der entsprechende Wert für BHKW liegt bei 200 kW_{el}. Wegen der größeren elektrischen Wirkungsgrade können die Brennstoffzellen mehr Klärgas in Strom umsetzen, wohingegen ihr thermischer Wirkungsgrad gegenüber dem BHKW deutlich kleiner ist. Entsprechend fehlt bei den Brennstoffzellen bei thermischer Spitzenlast mehr Klärgas zur Wärmeerzeugung. Die Erdgaszukäufe betragen maximal 0,28 GWh/a (SOFC) und fallen damit im Vergleich zum Klärgasanfall gering aus.

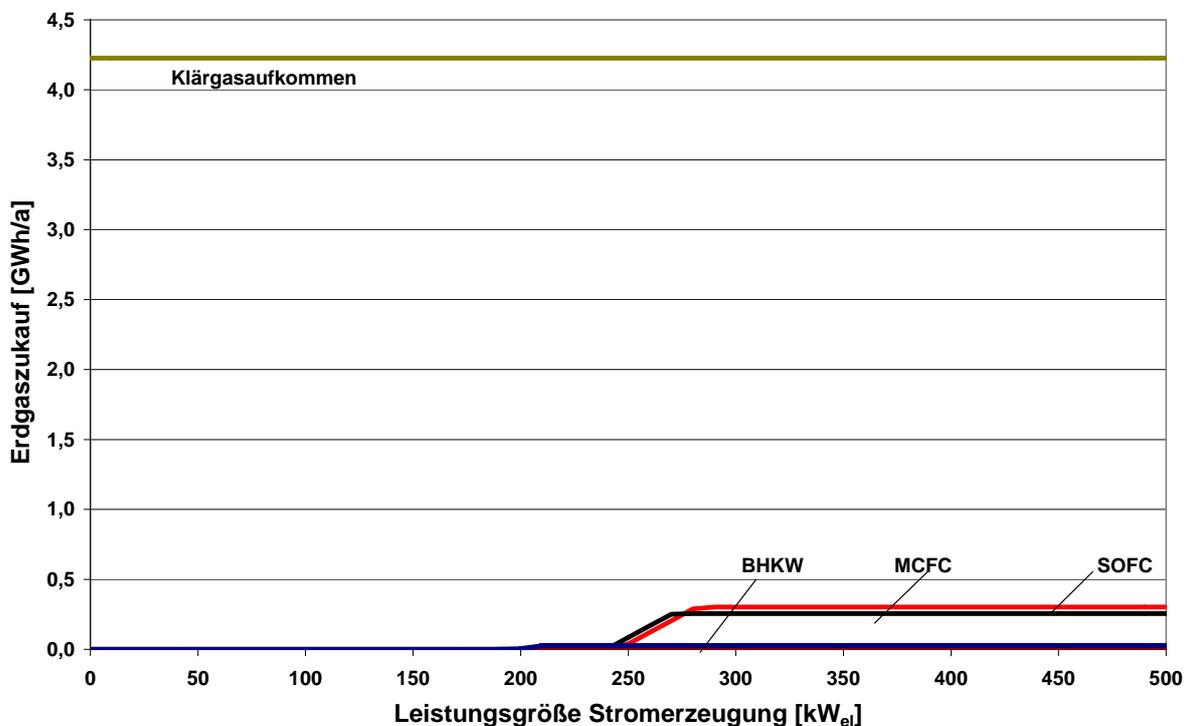


Abbildung 6-23: Erdgaszukäufe der einzelnen Versorgungsvarianten und Klärgasaufkommen

Die für die jeweiligen Anlagengrößen ermittelten Werte für den bewerteten Primärenergiebedarf und den Erdgaszukauf werden im folgenden Abschnitt für die Skalierung der Emissionen der einzelnen Technologien herangezogen.

6.4.5.2 Skalierung der CO₂-Emissionen der einzelnen Technologien

Die Skalierung der CO₂-Emissionen der untersuchten Varianten basiert auf den Ergebnissen der LCAs für ausgewählte Anlagengrößen und dem Primärenergiebedarf der Kläranla-

ge in Abhängigkeit von der Leistungsgröße der betrachteten Technologie (vgl. Abbildung 6-21). Dabei wird, analog zur Ermittlung des Primärenergiebedarfs über das gesamte betrachtete Leistungsspektrum, auch für die Bestimmung der Emissionen während der Bau- und Entsorgungsphase von MCFC und SOFC die Methode der variablen Skalierung angewandt. Die bereits bei der Skalierung des Primärenergiebedarfs verwendeten komponentenspezifischen Skalierungsexponenten (vgl. Tabelle 6-24) bleiben dabei erhalten.

Der Verlauf der gesamten CO₂-Emissionen skaliert über das gesamte Leistungsspektrum ist in Abbildung 6-24 dargestellt. Es ergibt sich für Brennstoffzellen vom Typ MCFC ein Minimum an CO₂-Ausstoß von 531 t/a bei einer Anlagengröße von 280 kW_{el}. Für kleinere Anlagengrößen liegen die CO₂-Emissionen infolge höherer Nettostrombezüge darüber. Größere MCFC-Anlagen weisen ebenfalls höhere CO₂-Emissionen auf. Ursache ist das für solche Leistungsgrößen nicht ausreichende Klärgasangebot, d. h., aus ökologischer Sicht sind diese Anlagen überdimensioniert. Wegen des geringen Anteils der vor- bzw. nachgelagerten Emissionen an den Gesamtemissionen fällt dieser Effekt allerdings nur gering aus. Dieselben Effekte lassen sich auch für die anderen Technologien mit variierter Leistungsgröße beobachten.

Für die SOFC ergibt sich ein CO₂-Emissionsminimum von 487 t/a bei einer Anlagengröße von 290 kW_{el}. Wegen des höheren elektrischen Wirkungsgrads der SOFC gegenüber der MCFC und damit geringeren emissionsbehafteten Nettostrombezügen fällt der Gesamtausstoß von CO₂ bei der SOFC niedriger aus.

Auf einem höheren Niveau liegt das ökologische Optimum der BHKW-Technologie bezüglich der CO₂-Emissionen mit einem Jahresausstoß von 802 t bei einer Anlagengröße von 210 kW_{el}. Die Variante Nur-Heizkessel verursacht bei der untersuchten Versorgungsaufgabe ein Emissionsaufkommen von 1.800 t CO₂/a. Der Grund für die höheren CO₂-Aufkommen der Vergleichstechnologien gegenüber den Brennstoffzellen liegt bei den hohen erforderlichen Strombezügen aus dem öffentlichen Netz.

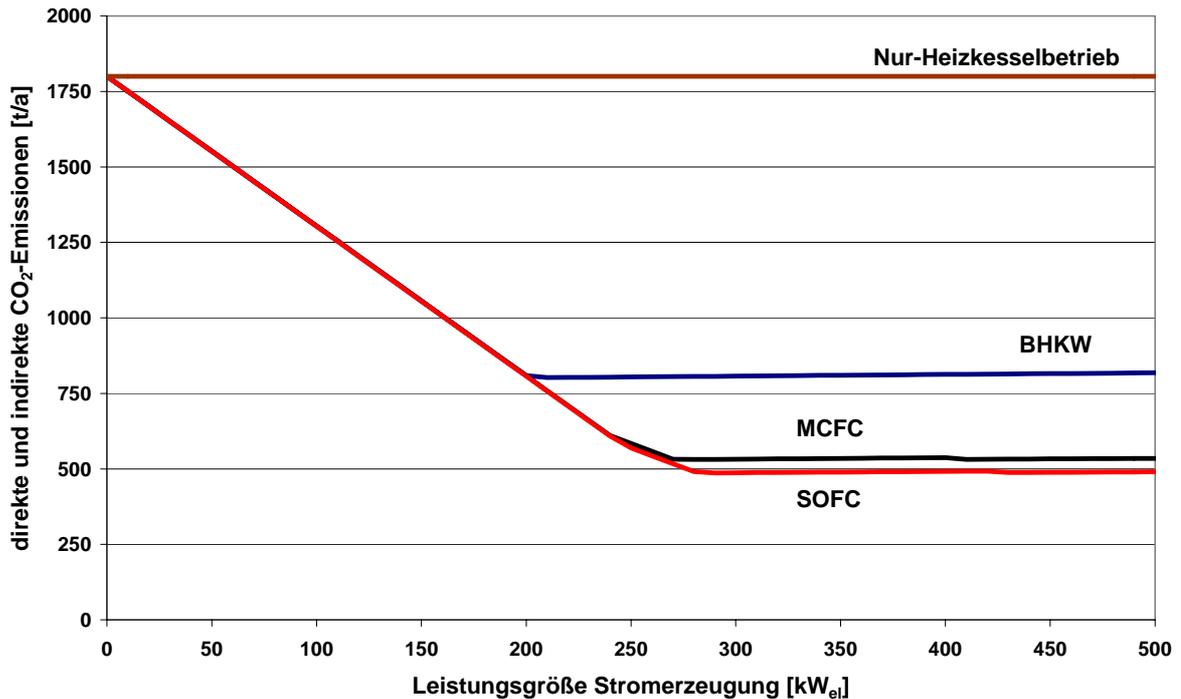


Abbildung 6-24: CO₂-Emissionen der einzelnen Versorgungsvarianten für die Modellkläranlage mit 100.000 Anschluss-EW

Damit zeigt sich, dass mit der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (KWK) auf der Kläranlage durch Klärgasnutzung gegenüber der getrennten Erzeugung mit der Bilanzierung des Stroms gemäß Strommix Deutschland (vgl. Tabelle 6-3) CO₂-Emissionen vermieden werden können.

Bei den untersuchten KWK-Anlagen zeigt sich im Versorgungsfall der Modellkläranlage eine Korrelation zwischen den minimal erreichbaren CO₂-Emissionen einer Technologie und dem elektrischen Wirkungsgrad. Dabei weist die Technologie mit dem höchsten elektrischen Wirkungsgrad die geringsten erreichbaren CO₂-Emissionen auf. Daneben spielt auch die Wahl der Anlagengröße eine bedeutende Rolle bei der Minimierung des CO₂-Ausstoßes. Unterdimensionierte Anlagen können zu geringe Mengen an Klärgas verstromen und machen entsprechend höhere, emissionsbehaftete Strombezüge aus dem öffentlichen Netz erforderlich; überdimensionierte Anlagen weisen einen höheren Energieaufwand während der Bauphase auf, der wegen des beschränkten Klärgasangebots nicht durch höhere Stromproduktion kompensiert werden kann. Die zum Erreichen minimaler CO₂-Emissionen optimale Anlagengröße hängt somit v. a. von der verfügbaren Klärgasmenge ab.

Für die betrachtete Modellkläranlage zeigt sich, dass der Effekt steigender Emissionen bei überdimensionierten Anlagen zur Klärgasverstromung vergleichsweise gering ausfällt. In diesem Fall entscheidend für die Minimierung des CO₂-Ausstoßes der Kläranlage ist die Wahl von Stromerzeugungstechnologien mit möglichst hohem elektrischem Wirkungsgrad

mit einer ausreichend hohen Kapazität, um diesen Wirkungsgradvorteil auch nutzen zu können.

6.4.6 Energetische Amortisationszeit

Die energetische Amortisationszeit (vgl. Kap. 6.2.3) gibt Aufschluss darüber, wie lange eine Anlage benötigt, um die zu ihrer Herstellung eingesetzte Energie zu erzeugen. Im vorliegenden Fall werden mit Hilfe des KEA die energetischen Amortisationszeiten der stromerzeugenden Technologien MCFC, SOFC und BHKW in Monaten über den gesamten untersuchten Leistungsbereich zwischen 0 und 500 kW_{el} für die Versorgungsaufgabe Modellkläranlage ermittelt.

Für die Amortisationszeit AZ existieren unterschiedliche Definitionen. Im vorliegenden Fall erfolgt die Berechnung gemäß der Formel

$$AZ_{\text{Stromerzeugung}} = \frac{(KEA_H + KEA_{\text{Ersatzteile}}) \cdot L}{W_{el}}$$

als Quotient aus dem Produkt der Summe aus kumuliertem Energieaufwand für Herstellung und Ersatzteile und der Anlagenlebensdauer L und der während der Lebensdauer produzierten Strommenge W_{el}. Die gewählte Betrachtung bewertet, auch in Anbetracht ihrer klärgasgeführten Betriebsweise, die untersuchten Technologien nach ihrer Kernaufgabe Stromproduktion. Die anfallende Abwärme wird nicht berücksichtigt, ebenso die Aufwendungen für den Spitzenkessel.

Der Verlauf der jeweiligen energetischen Amortisationszeiten ist in Abbildung 6-25 dargestellt.

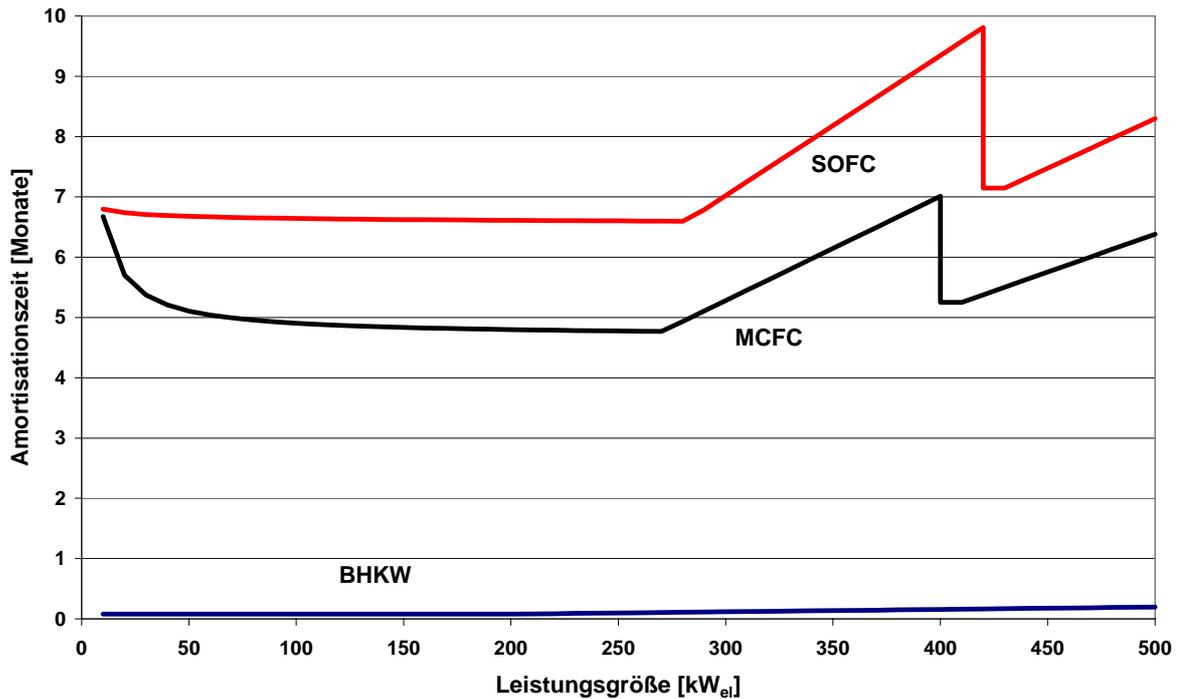


Abbildung 6-25: Amortisationszeiten der einzelnen Varianten zur Stromerzeugung auf einer 100.000-Anschluss-EW-Kläranlage

Es zeigt sich für beide Brennstoffzellen ein leistungsabhängiger Verlauf der Amortisationszeiten. Die Amortisationszeiten sinken zunächst mit steigender Anlagengröße ab und erreichen Minima von 4,77 Monaten bei 270 kW_{el} für die MCFC bzw. 6,79 Monaten bei 290 kW_{el} für die SOFC. Mit weiter steigenden Anlagengrößen wachsen auch die Amortisationszeiten in Folge des konstant bleibenden Klärgasaufkommens an. Bei Anlagengrößen von 400 kW_{el} (MCFC) bzw. 430 kW_{el} (SOFC) sinken die Jahresnutzungen soweit ab, dass über die betrachtete Betriebsdauer für beide Brennstoffzellen je ein Stackwechsel entfällt. Wegen des geringen Energiebedarfs beim Bau von BHKW betragen dessen Amortisationszeiten für Anlagengrößen bis 210 kW_{el} etwa 0,08 Monate. Für steigende Leistungsgrößen wachsen auch die Amortisationszeiten des BHKW bis zu einem Wert von 0,2 Monaten bei 500 kW_{el}.

Ursache für die vergleichsweise hohen Amortisationsdauern der Brennstoffzellensysteme ist deren gegenüber dem BHKW komplexere Anlagenstruktur sowie den hohen Aufwendungen zur Stackfertigung, u. a. durch den Einsatz aufwendiger Fertigungsverfahren wie bspw. Plasmaspritzen oder Foliengießen.

6.5 Ökonomische Analyse

Im Rahmen der ökonomischen Analyse werden neben den Investitions- und Betriebskosten der einzelnen Technologien auch deren CO₂-Vermeidungskosten bestimmt. Diese können zum wirtschaftlichen Vergleich verschiedener Maßnahmen zum Klimaschutz herangezogen

gen werden. Schließlich werden für beide Brennstoffzellentypen durch Parametervariation diejenigen spezifischen Investitionskosten ermittelt, die gegenüber den beiden Vergleichskonzepten BHKW und Nur-Heizkessel unter ansonsten unveränderten Bedingungen zu einem wirtschaftlich konkurrenzfähigen Betrieb erforderlich sind.

6.5.1 Investitions- und Betriebskostenrechnung

Die ökonomische Bilanzierung umfasst die Investitions- und Betriebskosten der Energieversorgung der Kläranlage. Bei den Investitionskosten werden die Brennstoffzellen MCFC bzw. SOFC, das BHKW, der Heizkessel, die Klärgasaufbereitung und das Notkühlsystem berücksichtigt. Die Berechnung der Kapitalkosten erfolgt nach der Annuitätenmethode mit einem realen Zinssatz von 6 %. Die Abschreibungszeiträume der Brennstoffzellen betragen 15 Jahre, die von BHKW und Heizkessel jeweils acht Jahre.

Die Betriebskosten der Energieerzeugung umfassen Personal- und Wartungskosten. Dabei wird für die Brennstoffzellen und den Heizkessel von fixen Wartungskosten ausgegangen, deren Höhe in Relation zu den jeweiligen Investitionskosten steht. Die Aufwendungen für die Ersatzstacks der Brennstoffzellen sind auslastungsabhängig und werden als besondere variable Wartungskosten ausgewiesen. Dagegen werden die Wartungskosten für das BHKW variabel in Abhängigkeit von der erzeugten Strommenge bestimmt.

Die Strombezugskosten der Modellkläranlage werden in Leistungspreis (6 €/kW) und Arbeitskosten (6,2 €-Cent/kWh) aufgegliedert. Dabei werden zur Ermittlung des Leistungspreises, der einen finanziellen Ausgleich des EVU für vorzuhaltende Kapazitäten darstellt, die Bedarfsspitzen des Verbrauchs herangezogen und mit dem Leistungspreis multipliziert, wohingegen sich die Arbeitskosten nach der tatsächlich verbrauchten Strommenge berechnen. Im angesetzten Arbeitspreis enthalten sind auch Steuern, Abgaben und sonstige Entgelte (bspw. für Durchleitung). Die früher übliche Aufteilung der Arbeitskosten in Niedertarif- bzw. Hochtartarifkosten ist mit fortschreitender Liberalisierung des Strommarkts im Groß- und Sonderkundenbereich nicht mehr gebräuchlich und wird daher bei der Modellierung der Energiekosten nicht angewandt.

Für die Einspeisevergütung für Strom aus Klärgas ins öffentliche Netz dient das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) als Grundlage, das beim Einsatz von Brennstoffzellen höhere Vergütungssätze gegenüber konventionellen Anlagen vorsieht. Da ausschließlich Anlagengrößen bis 500 kW_{el} betrachtet werden, spielt die Differenzierung des EEG in Groß- und Kleinanlagen in dieser Untersuchung keine Rolle.

Für höhere Leistungsgrößen der Brennstoffzellensysteme ist darüber hinaus der Bezug von Erdgas zur Abdeckung thermischer Spitzenlasten erforderlich. Dabei wird von einem Arbeitspreis von 5 Cent/kWh ausgegangen, ein Leistungspreis wird nicht eingerechnet.

Die zur Erstellung der wirtschaftlichen Bilanz getroffenen Grundannahmen sind in Tabelle 6-25 aufgeführt.

Tabelle 6-25: Ökonomische Rahmendaten der Versorgungsvarianten

Versorgungsvariante		MCFC	SOFC	BHKW	Heizkessel
Zinssatz	[%]	6	6	6	6
Abschreibungsdauer	[a]	15	15	8	8
charakteristische Größe	[kW]	300	200	200	350
spez. Investitionskosten für charakteristische Größen	[€/kW]	6670	10680	1225	150
fixe jährliche Wartungskosten bzgl. Investitionskosten	[%]	3	3	-	3
variable Wartungskosten	[€/MWh _{el}]	0	0	12,5	0
Kosten Ersatzstack	[€/kW _{el}]	824	333	-	-
Personalbedarf	[pers]	0,4	0,4	0,4	-
Personalkostensatz	[€/(pers.·a)]	60000	60000	60000	-
Vergütungssätze EEG					
Anlagen bis 500 kW _{el}	[Cent/kWh _{el}]	9,67	9,67	7,67	-
Anlagen über 500 kW _{el}	[Cent/kWh _{el}]	8,65	8,65	6,65	-
Strombezugskosten					
Leistungspreis	[€/kW _{el} ·Monat]	6	6	6	6
Arbeitspreis	[Cent/kWh _{el}]	6,2	6,2	6,2	6,2
Erdgaspreis					
Leistungspreis	[€/kW]	0	0	0	0
Arbeitspreis	[Cent/kWh]	5	5	5	5

Für MCFC und SOFC ergeben sich mit steigenden Anlagengrößen auch steigende Vollkosten, d. h., mit den aktuellen Einspeisevergütungen nach EEG lassen sich Brennstoffzellen nicht kostendeckend betreiben. Die Vollkosten für die energetisch optimale MCFC mit einer Leistung von 280 kW_{el} liegen bei 361 TEUR/a, die der 290 kW_{el}-SOFC bei 444 TEUR/a. Damit liegen die Vollkosten beider Brennstoffzellen über denen des Heizkesselbetriebs, die sich auf 245 TEUR/a belaufen. Mit steigenden Anlagengrößen entfällt bei beiden Brennstoffzellen je ein Stackwechsel (vgl. Kap. 6.4.5); die dadurch eingesparten Kosten schlagen sich auch auf der Kostenseite nieder.

Bei BHKW sinken die Vollkosten zunächst mit steigender Anlagengröße bis auf ein Minimum von 158 TEUR/a für 200 kW_{el}, bei der energetisch optimale Größe von 210 kW_{el} betragen die Vollkosten 159 TEUR/a. Bei weiter steigenden Anlagengrößen erhöhen sich die Vollkosten wegen der geringeren Anlagenauslastung in Folge des konstant bleibenden Klärgasaufkommens.

Somit stellen BHKW derzeit die wirtschaftlich günstigste der betrachteten Varianten der Energieversorgung der Modellkläranlage dar. Der Verlauf der Vollkosten in Abhängigkeit von der Leistungsgröße der jeweiligen Stromerzeugungstechnologie ist in Abbildung 6-26 dargestellt.

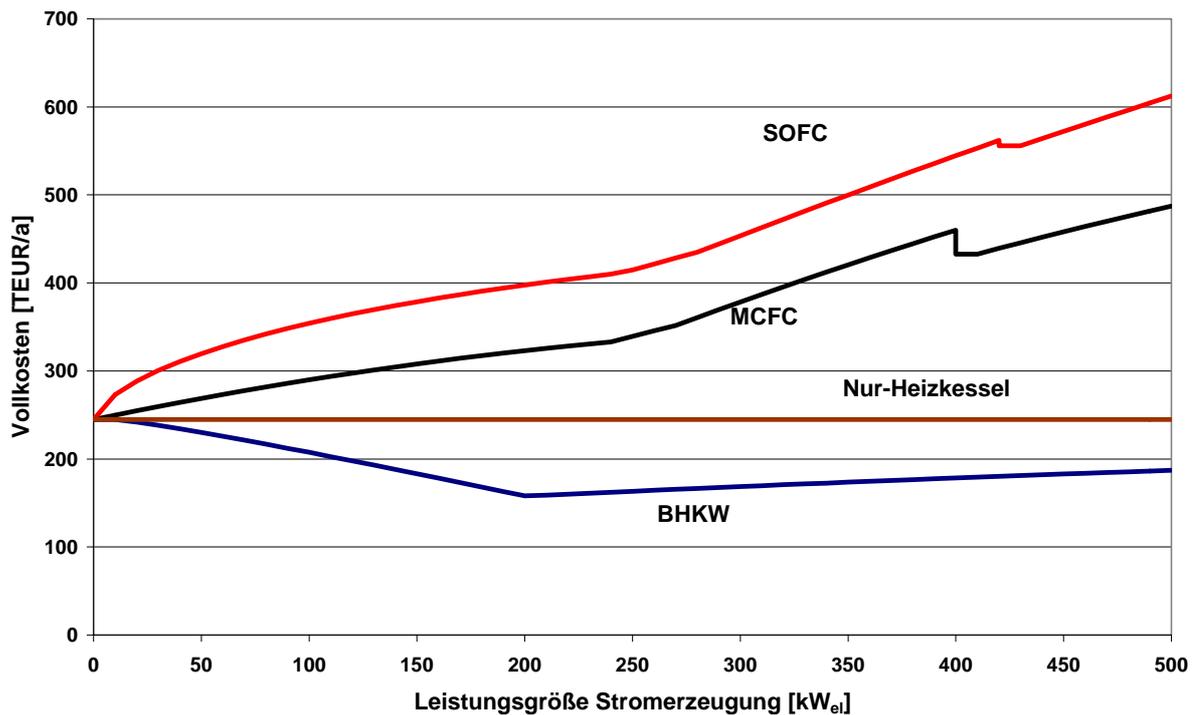


Abbildung 6-26: Vollkosten der Energieversorgungsvarianten für variable el. Leistung

6.5.2 CO₂-Vermeidungskosten

Die CO₂-Vermeidungskosten sind ein Instrument zur wirtschaftlichen Bewertung verschiedener Maßnahmen der Treibhausgasreduktion. Dabei wird der Nutzen einer Maßnahme (reduzierte Menge des CO₂-Ausstoßes) in Relation zu ihrem wirtschaftlichen Aufwand gestellt.

Im Versorgungsfall Kläranlage werden zunächst die CO₂-Vermeidungskosten von MCFC, SOFC und BHKW im Vergleich zum Nur-Heizkesselbetrieb ermittelt. In einem weiteren Schritt werden die CO₂-Vermeidungskosten von MCFC und SOFC im Vergleich zum BHKW-Einsatz berechnet.

Die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten erfolgt aus der Vollkostenberechnung und der Abschätzung der gesamten kumulierten CO₂-Emissionen der einzelnen Varianten (vgl. Kap. 6.4.5.2). Beim Vergleich zweier Technologien wird jeweils für gleiche Anlagengrößen aus den CO₂-Emissionen und den Vollkosten die Differenz beider Technologien gebildet. Diese Differenzen werden dividiert und ergeben als Quotient die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten.

Beim Vergleich mit dem Nur-Heizkesselbetrieb ergeben sich die in Abbildung 6-27 dargestellten Kurvenverläufe. Gegenüber dem Nur-Heizkesselbetrieb weisen alle stromerzeugenden Technologien geringere CO₂-Emissionen auf. Für Brennstoffzellen liegen die CO₂-

Vermeidungskosten wegen der gegenüber Nur-Heizkesselbetrieb höheren Vollkosten konstant im positiven Bereich. Die günstigsten Werte der CO₂-Vermeidungskosten liegen für MCFC bei 74 €/t_{CO2} bei einer Größe von 240 kW_{el} und für SOFC bei 138 €/t_{CO2} für eine Anlagengröße von 250 kW_{el}.

Derzeit ist nur der BHKW-Betrieb gegenüber dem Nur-Heizkesselbetrieb bei ebenfalls geringeren Emissionen auch wirtschaftlich günstiger. Daher ergeben sich für das BHKW durchgehend negative CO₂-Vermeidungskosten. Der Optimalwert der CO₂-Vermeidungskosten ergibt sich für ein BHKW mit 200 kW_{el} zu -87 €/t_{CO2}.

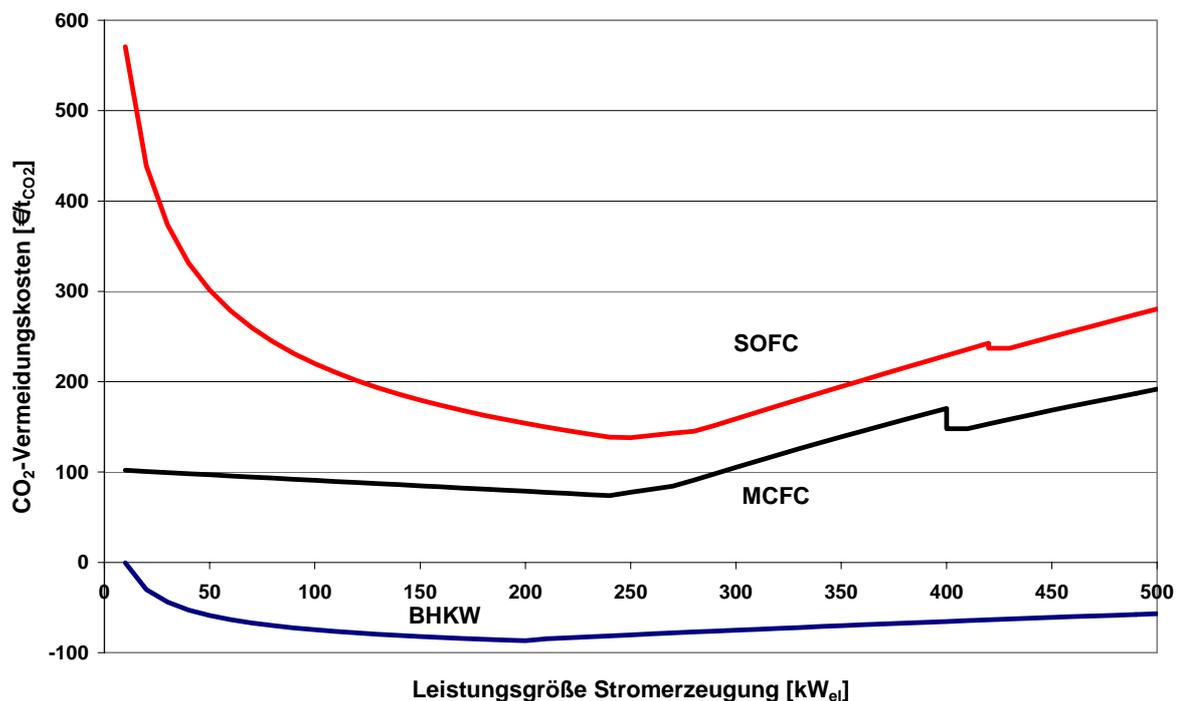


Abbildung 6-27: CO₂-Vermeidungskosten stromerzeugender Technologien gegenüber Nur-Heizkesselbetrieb bei der Versorgung der Modellkläranlage

Die sich beim Vergleich der beiden Brennstoffzellen mit dem BHKW ergebenden Verläufe der CO₂-Vermeidungskosten sind in Abbildung 6-28 enthalten. Für geringe Leistungsgrößen von Brennstoffzellen unterhalb von 220 kW_{el} (MCFC) bzw. 230 kW_{el} (SOFC) ergeben sich wegen der CO₂-Neutralität des Brennstoffs Klärgas und dem komplexen, energieintensiven Aufbau von Brennstoffzellen und Ersatzstacks trotz höheren elektrischen Wirkungsgraden für die gegebene Modellkläranlage gegenüber dem BHKW keine nennenswerten Einsparungen beim CO₂-Ausstoß (vgl. Abbildung 6-24). Erst ab Leistungsgrößen ab 210 kW_{el} ist der CO₂-Ausstoß der Brennstoffzellen signifikant geringer als der des BHKW. Mit steigenden Leistungsgrößen nehmen die CO₂-Vermeidungskosten bis zu den Optimalwerten 680 €/t_{CO2} bei 270 kW_{el} für MCFC und 851 €/t_{CO2} bei 280 kW_{el} für SOFC ab.

Im weiteren Verlauf der Kurve steigen die Vermeidungskosten wegen der höheren Investitionskosten und der höheren CO₂-Emissionen der Bau- und Entsorgungsphase der Brennstoffzellen wieder an, da wegen des beschränkten Klärgasangebots die Stromproduktion nicht weiter gesteigert werden kann. Bei Leistungen von 400 kW_{el} (MCFC) bzw. 430 kW_{el} (SOFC) sorgt der entfallende Stackwechsel sowohl für eine Reduktion der Betriebskosten als auch für eine Verringerung des CO₂-Aufkommens um diejenige Menge, die für Bau und Entsorgung jeweils eines Stacks gebraucht würde.

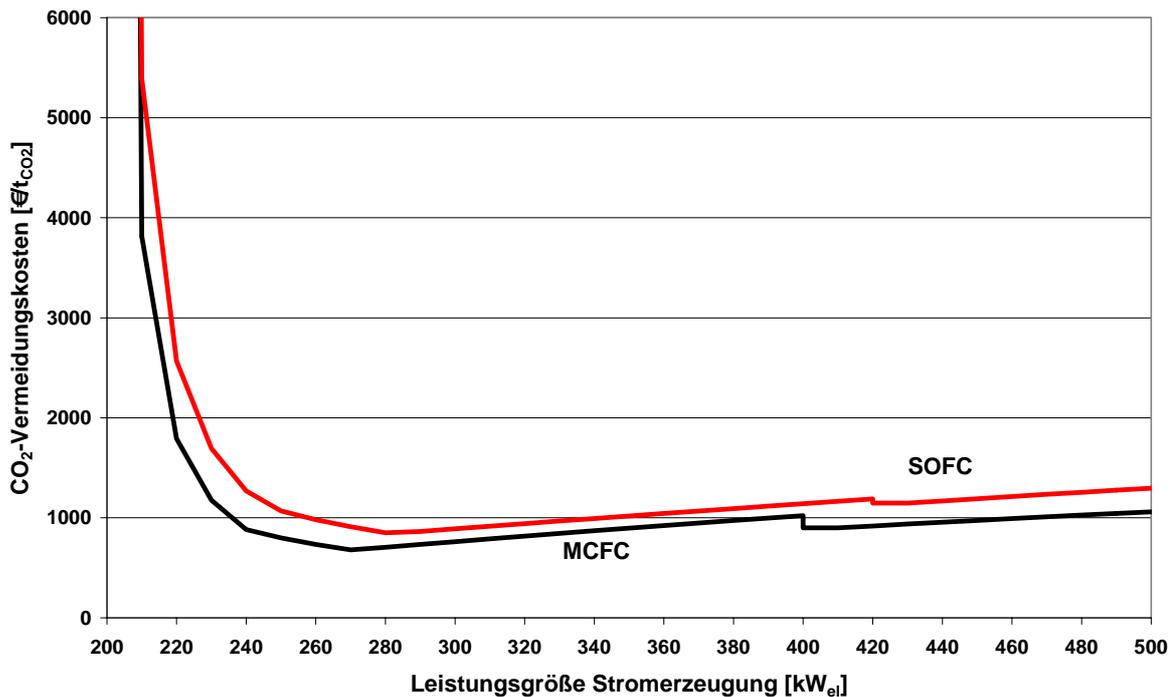


Abbildung 6-28: CO₂-Vermeidungskosten der Brennstoffzellensysteme gegenüber BHKW

6.5.3 Bestimmung wirtschaftlich konkurrenzfähiger Investitionskosten von Brennstoffzellen

Wie die ökonomische Analyse ergibt, sind beide Brennstoffzellentypen auf Grund der aktuell hohen Investitionskosten wirtschaftlich gegenüber Nur-Heizkessel- und BHKW-Betrieb nicht konkurrenzfähig (vgl. Abbildung 6-26). Durch Parametervariation der Investitionskosten werden diejenigen spezifischen Investitionskosten ermittelt, bei denen Brennstoffzellen mit Nur-Heizkessel bzw. BHKW für die Versorgungsaufgabe Kläranlage wirtschaftlich konkurrenzfähig sind.

In Abbildung 6-29 und Abbildung 6-30 zeigt sich, dass für beide Brennstoffzellentypen die angenommenen aktuellen Investitionskosten (MCFC: 6.666 €/kW_{el}, SOFC: 10.682 €/kW_{el}) um 50 % sinken müssen, um mit dem Nur-Heizkesselbetrieb ökonomisch konkurrieren zu

können. Die entsprechenden Investitionskosten betragen dann für MCFC (300 kW_{el}) 3.330 €/kW_{el} und für SOFC (200 kW_{el}) 5.340 €/kW_{el}.

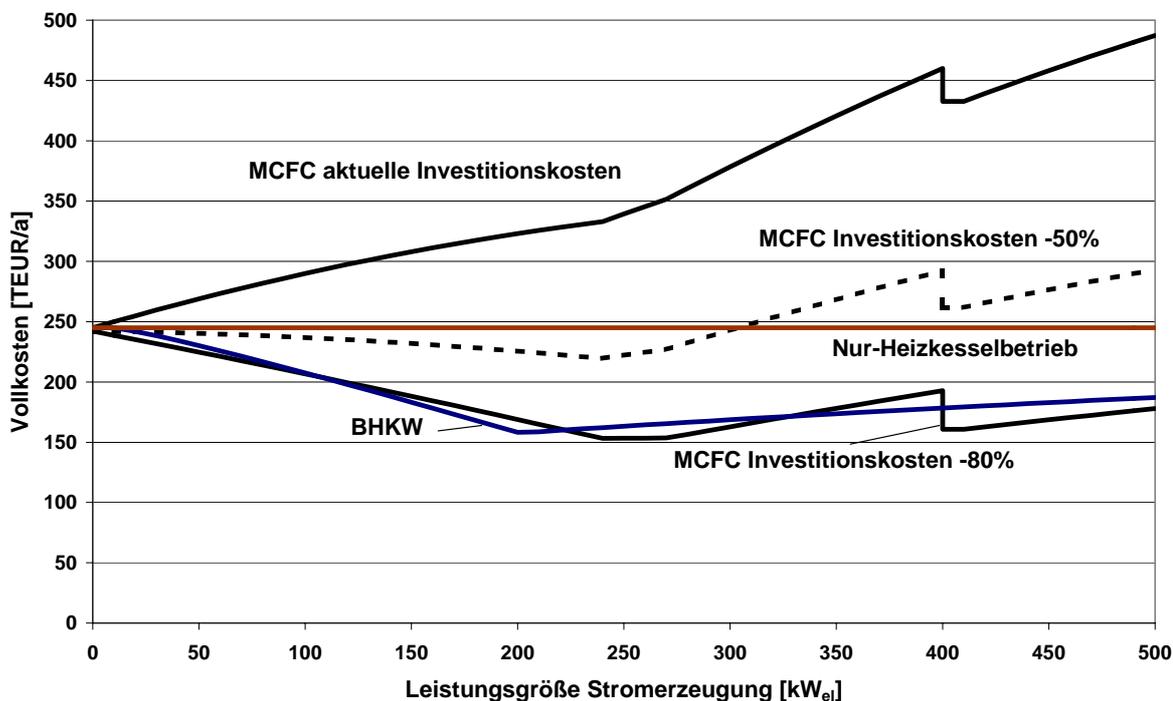


Abbildung 6-29: Vergleich der Vollkosten bei aktuellen und variierten Investitionskosten für MCFC

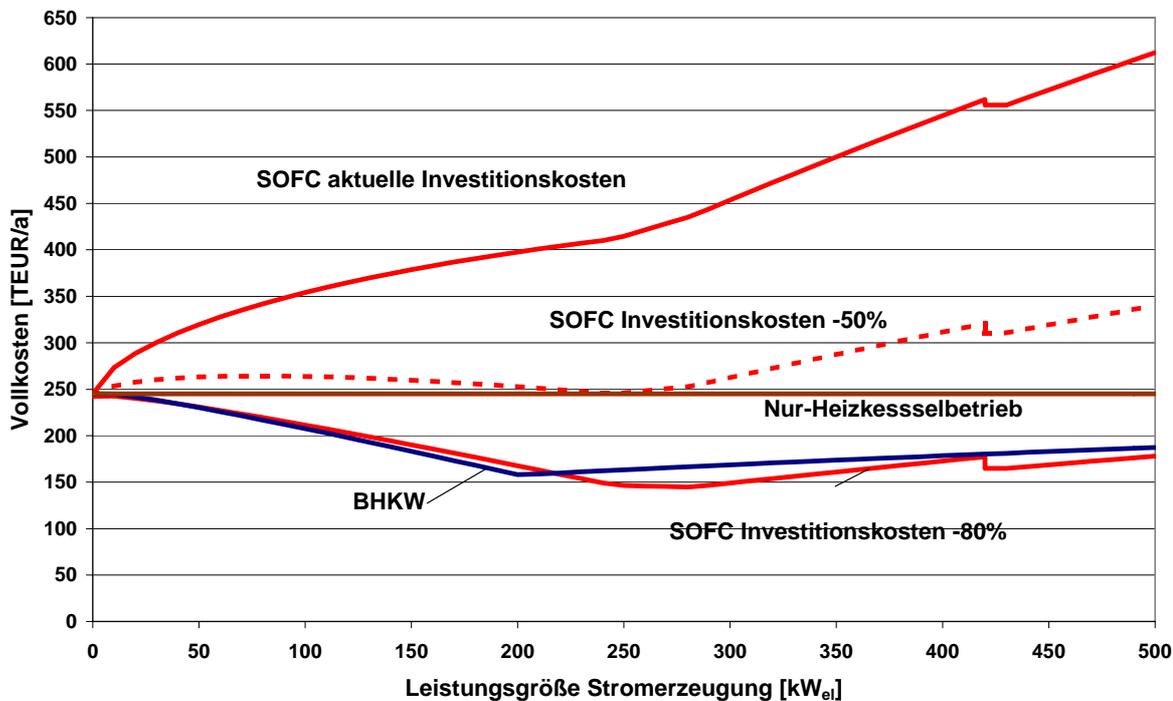


Abbildung 6-30: Vergleich der Vollkosten bei aktuellen und variierten Investitionskosten für SOFC

Um bei der Klärgasverstromung gegenüber dem BHKW wirtschaftlich konkurrieren zu können, beträgt die notwendige Reduktion der Investitionskosten 80 % gegenüber dem aktuellen Niveau. Die spezifischen Investitionskosten betragen dann für MCFC 1.333 €/kW_{el} und für SOFC 2.136 €/kW_{el}. In diesen Fällen ergibt sich für die charakteristische Größe der MCFC von 300 kW_{el} ein Förderbedarf von 5.333 €/kW_{el} und für die 200 kW_{el}-SOFC ein Förderbedarf von 8.546 €/kW_{el}.

Die Erreichung der Zielwerte für die spezifischen Investitionskosten hängt v. a. davon ab, ob es gelingt, die Kosten für die Herstellung der Stacks in ausreichendem Maße zu senken /Blesl et al. 2004/.

6.6 Umsetzung von Energieeinsparpotenzialen auf der Kläranlage

Die höhere Stromausbeute der Brennstoffzellen gegenüber den Vergleichsvarianten ist, wie in den vorherigen Abschnitten gezeigt, nicht ausreichend für einen energieautarken Betrieb der Modellkläranlage.

U. a. aus diesem Grund werden im Verlauf des Projekts Maßnahmen zur Energieeinsparung im Kläranlagenbetrieb untersucht. Da beim Wärmeverbrauch der Modellkläranlage durch den Einsatz moderner Dämmtechnik die Potenziale weitestgehend ausgeschöpft sind, konzentrieren sich die Einsparanstrengungen auf die Reduktion des Stromverbrauchs der einzelnen Baugruppen durch den Einsatz energetisch verbesserter Anlagentechnik.

Der Einsatz verbesserter Anlagentechnik wird auf seine energetischen und ökologischen Auswirkungen untersucht. Eine wirtschaftliche Analyse der entsprechenden Maßnahmen kann zurzeit nicht durchgeführt werden, da keine Kostendaten für die Umstellung vorliegen. In dieser Frage besteht weiterer Forschungsbedarf.

Die für die einzelnen Baugruppen der verbesserten Anlagentechnik zu Grunde gelegten EW-spezifischen Verbrauchswerte wurden gemäß /LfU 1998/ bestimmt und sind in Tabelle 6-26 den Werten für die bislang unterstellte durchschnittliche Anlagentechnik gegenübergestellt.

Tabelle 6-26: Einwohnerspezifischer Jahresstromverbrauch einzelner Baugruppen in Abhängigkeit vom Modernisierungsgrad der Anlagentechnik der Modellkläranlage

Verbrauchsstelle	Stromverbrauch durchschnittliche Anlagentechnik	Stromverbrauch verbesserte Anlagentechnik
	[kWh _{el} /(EW·a)]	[kWh _{el} /(EW·a)]
Mechanische Stufe	4,93	3,90
Verwaltung	0,15	0,15
Werkstatt	0,21	0,21
Turboverdichter Biologie	8,96	7,43
Rührwerk/RLS	2,85	2,00
Flockungsfiltration Filter + Endmessstelle	5,23	2,70
Schlammbehandlung Heizung + Faulung	2,39	1,90
ÜSS-Eindickung	1,05	0,65
Schlammwässerung	0,97	0,96
Klärgasreinigung	0,12	0,12
Summe	26,9	20,0

Während die Modellkläranlage mit durchschnittlicher Anlagentechnik auf einen EW-spezifischen Strombedarf von 26,9 kWh_{el}/(EW·a) kommt, erreicht die energetisch verbesserte Anlagentechnik einen Wert von 20,0 kWh_{el}/(EW·a). Das entspricht einer Einsparung von 25,7 %.

6.6.1 Energetische Analyse

Durch die Umstellung auf stromsparende Anlagentechnik sinkt der Strombedarf der 100.000 EW-Anlage auf 2,00 GWh_{el}/a bei einem weiterhin unterstellten Wärmebedarf von 1,83 GWh/a. Der Jahresstrombedarf bewegt sich in einem Leistungsbereich zwischen 341 kWh_{el}/h und 148 kWh_{el}/h, während der Wärmebedarf analog zur durchschnittlichen Anlagentechnik zwischen 279 kWh_{th}/h und 148 kWh_{th}/h schwankt (vgl. Abbildung 6-31). Der Jahresstrombedarf von 2,00 GWh_{el}/a liegt unterhalb der maximalen Jahresstromproduktion, der durch den Einsatz von SOFC erreichbar ist, in Höhe von 2,11 GWh_{el}/a (vgl. Abbildung 6-32), wodurch rechnerisch ein stromautarker Betrieb der Kläranlage möglich wird. Da dieser Höchstwert nur beim Abfahren der thermischen Bedarfsspitzen mit Erdgas erzielt werden kann, ist der völlig energieautarke Betrieb erst annähernd erreicht (vgl. Abbildung 6-33).

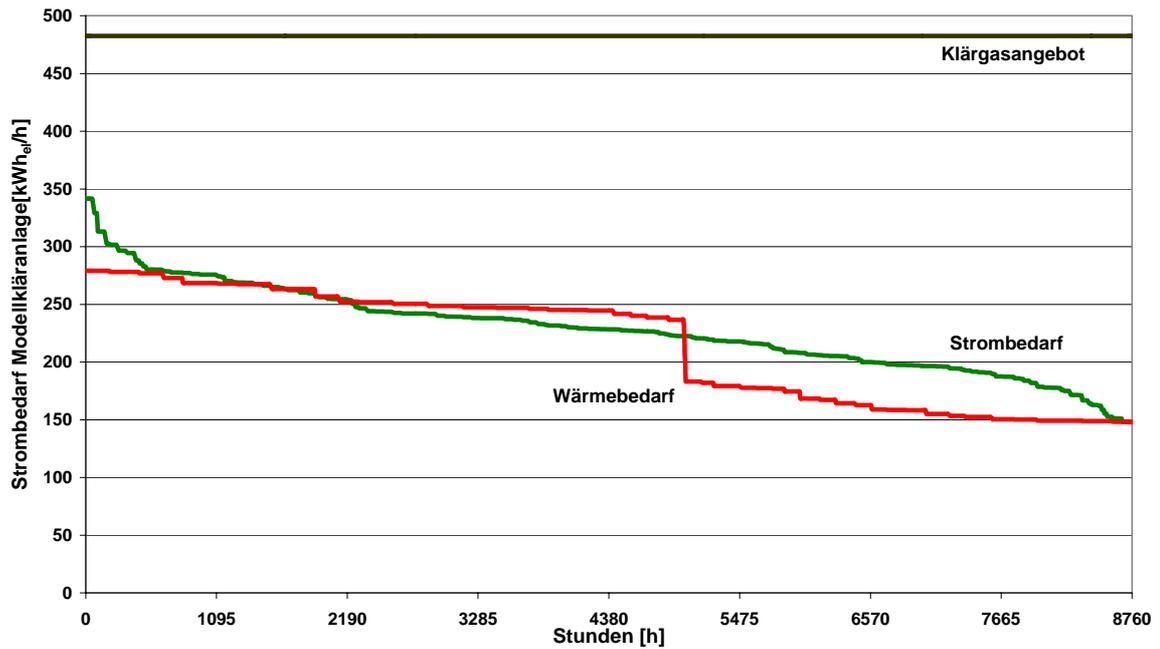


Abbildung 6-31: Jahresdauerlinien von Klärgasproduktion, Strom- und Wärmebedarf bei verbesserter Anlagentechnik

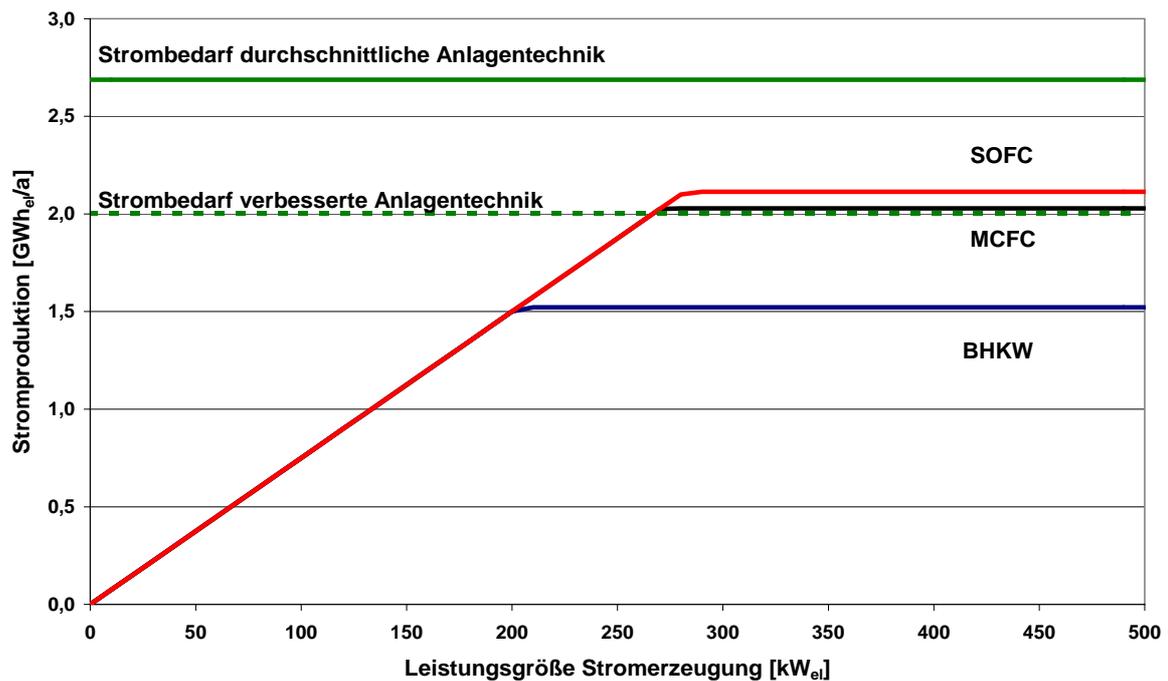


Abbildung 6-32: Strombedarf in Abhängigkeit vom Modernisierungsgrad der Anlagentechnik und Stromproduktion der einzelnen Versorgungsvarianten

Zur besseren optischen Darstellung sind für den Fall des geringsten Primärenergiebedarfs der MCFC (Leistungsgrößen ab 280 kW_{el}) und der SOFC (Leistungsgrößen ab 290 kW_{el}) die für die Ermittlung der Energieautarkie wesentlichen Werte in Tabelle 6-27 aufgeführt. Darin zeigt sich, dass mit der Kombination des Einsatzes von Brennstoffzellen und stromsparender Klärtechnik das Fernziel des energieautarken Kläranlagenbetriebs nahezu er-

reicht ist. Es ergeben sich geringe Nettoenergiebezüge von 0,23 GWh/a (MCFC) bzw. 0,17 GWh/a (SOFC).

Tabelle 6-27: Energiebilanz der Modellkläranlage bei Energieversorgung durch 280 kW_{el}-MCFC und 290 kW_{el}-SOFC

		MCFC 280 kW _{el}	SOFC 290 kW _{el}
Strombedarf Kläranlage	[GWh/a]	2,00	2,00
Erdgasbedarf	[GWh/a]	0,26	0,28
Summe Energiebedarf	[GWh/a]	2,26	2,28
Stromproduktion Brennstoffzelle	[GWh/a]	2,03	2,11
Nettoenergiebezug	[GWh/a]	0,23	0,17

Der bewertete Primärenergiebedarf der unterschiedlichen Varianten über das gesamte untersuchte Leistungsspektrum ist zusammen mit dem Klärgasaufkommen grafisch in Abbildung 6-33 dargestellt.

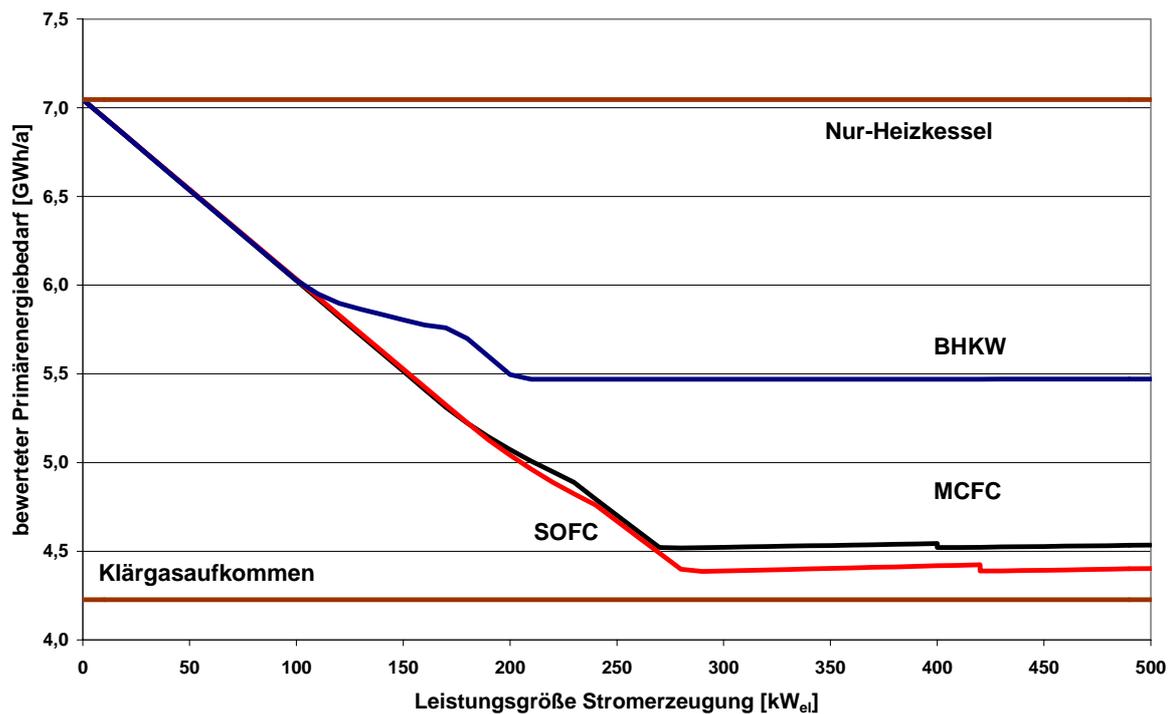


Abbildung 6-33: Klärgasproduktion und bewerteter Primärenergiebedarf der Versorgungsvarianten bei verbesserter Anlagentechnik der Kläranlage

Es ergibt sich ein minimaler Bedarf an Primärenergie für die MCFC von 4,52 GWh/a bei einer Leistungsgröße von 280 kW_{el} und für die SOFC von 4,39 GWh/a bei 290 kW_{el}. Damit lässt sich der Primärenergiebedarf gegenüber durch Verbesserung der Anlagentechnik um 27,4 % (MCFC) bzw. 28 % (SOFC) senken.

Für die Variante BHKW ergibt sich ein minimaler Primärenergiebedarf von 5,47 GWh/a, für die Variante Nur-Heizkessel von 7,05 GWh/a. Diese Werte entsprechen einer Reduktion des Verbrauchs gegenüber der Modellkläranlage mit durchschnittlicher Anlagentechnik um 24 % (BHKW) bzw. 19 % (Nur-Heizkessel).

Damit zeigt sich, dass durch Installation energiesparender Anlagentechnik bei allen Versorgungsvarianten signifikante Einsparungen beim Primärenergiebedarf realisiert werden können. Wegen der in absoluten Zahlen für alle Varianten gleichen Verringerung des Primärenergiebedarfs ergeben sich für die Brennstoffzellen mit ihrem geringeren Ausgangsniveau höhere prozentuale Einsparungen.

6.6.2 Ökologische Analyse

Die verbesserte Anlagentechnik auf der Modellkläranlage hat keinen Einfluss auf die Menge an Klärgas, die zur Verfügung steht. Dadurch wird keine Änderung der Dimensionierung der Anlagen zur Energieversorgung notwendig. In Folge dessen sind die vor- und nachgelagerten Prozessketten, d. h. die Ergebnisse der Bilanzierung, des Bau und Entsorgung der Energieanlagen identisch mit dem Ergebnis für die Modellkläranlage mit durchschnittlicher Anlagentechnik. Ebenso unverändert bleiben im Vergleich die Werte der energetischen Amortisationsdauern. Lediglich der Nettostrombezug der Kläranlage sinkt, womit sich dessen gemäß Strommix Deutschland bilanziertes Emissionsvolumen ändert. Allerdings wird bei dieser Betrachtung nicht berücksichtigt, welche Energie in den Bau der Anlagentechnik mit geringerem Energieverbrauch fließt. In dieser Frage besteht noch Forschungsbedarf.

Die kumulierten CO₂-Emissionen der einzelnen Versorgungsvarianten sind in Abbildung 6-34 grafisch dargestellt.

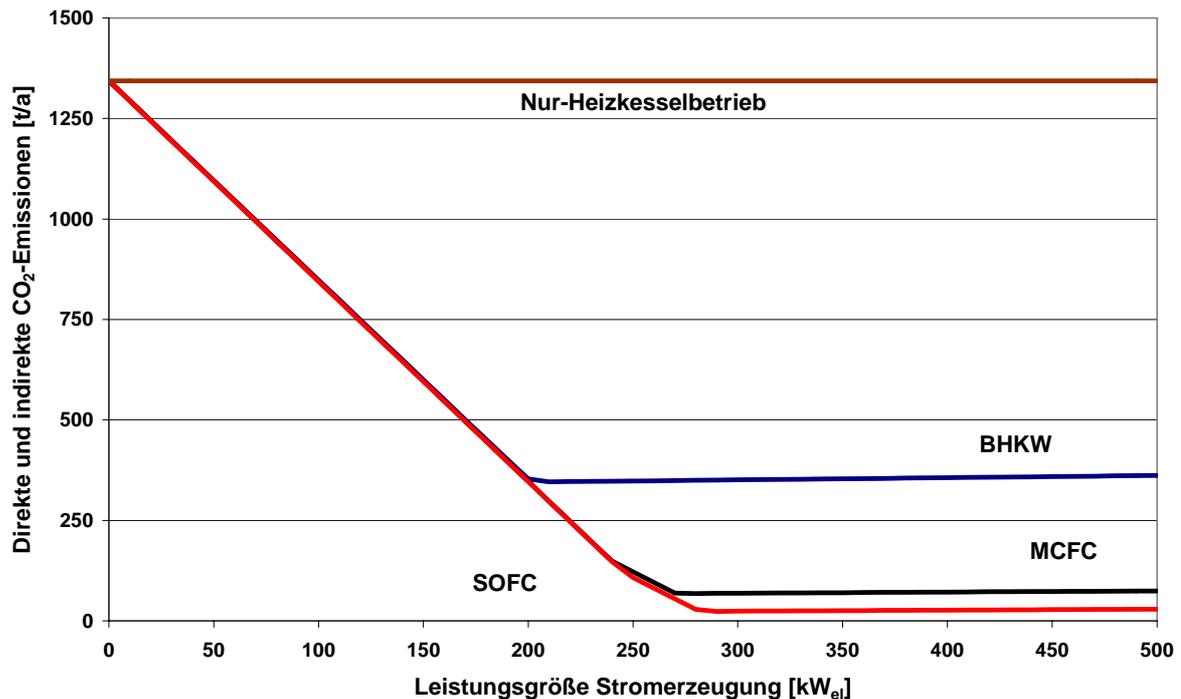


Abbildung 6-34: Direkte und indirekte CO₂-Emissionen der Versorgungsvarianten bei verbesserter Anlagentechnik der Kläranlage

Für die MCFC-Anlage ergibt sich ein CO₂-Anfall von 68 t/a bei einer Größe von 280 kW_{el} gegenüber 532 t/a bei durchschnittlicher Anlagentechnik. Dies entspricht einer Reduktion um 87 %. Bei der SOFC betragen die CO₂-Emissionen im Minimum 24 t/a bei einer Anlagengröße von 290 kW_{el}. Bei durchschnittlicher Anlagentechnik lag dieser Wert bei 480 t/a. In diesem Fall sinken die kumulierten Emissionen um 95 %. Beim Betrieb eines BHKW beträgt das Minimum des CO₂-Ausstoßes 346 t/a gegenüber 802 t/a bei durchschnittlicher Anlagentechnik, jeweils bei einer Anlagengröße von 210 kW_{el}. Der prozentuale Rückgang beläuft sich auf 57 %. Für den Nur-Heizkesselbetrieb ergibt sich ein CO₂-Ausstoß von 1.344 t/a gegenüber 1.800 t/a für die durchschnittliche Anlagentechnik, entsprechend einer Abnahme der Emissionen um 25 %.

Dabei zeigt sich auch für die kumulierten Emissionen ein wegen des niedrigeren Ausgangsniveaus prozentual stärkerer Rückgang durch den Einsatz energiesparender Anlagentechnik bei den Brennstoffzellen.

Ursache für die signifikanten Verringerungen des CO₂-Ausstosses der Versorgungssysteme ist der stark gesunkene Nettostrombezug aus dem öffentlichen Netz mit entsprechender Reduktion der darin bilanzierten CO₂-Emissionen.

Für Anlagengrößen, die eine höhere Stromproduktion aufweisen, als der Stromverbrauch der Kläranlage (vgl. Abbildung 6-32), ergeben sich negative Nettostrombezüge, d. h., es wird mehr Strom ins Netz eingespeist als Strom aus dem Netz bezogen. In diesen Fällen ergeben sich für den Strombezug negative CO₂-Emissionsmengen. Diese werden als Gut-

schriften in die Bilanz der jeweiligen Anlage aufgenommen und mit den weiterhin anfallenden Emissionen (z. B. bei Anlagenbau und –entsorgung , Erdgasbezug) verrechnet.

6.6.3 Zusammenfassung der Ergebnisse der energetischen, ökologischen und ökonomischen Untersuchung

Die wichtigsten Ergebnisse der ökologischen und der ökonomischen Analyse des Einsatzes von Brennstoffzellen auf Kläranlagen mit durchschnittlicher und verbesserter Anlagentechnik sind in Tabelle 6-28 zusammengefasst.

Tabelle 6-28: Überblick über die Ergebnisse der ökologischen und ökonomischen Analyse der Versorgungsvarianten

Modellkläranlage mit durchschnittlicher Anlagentechnik		Minimum/Maximum		Minimum/Maximum bei kW _{el}	
		MCFC	SOFC	MCFC	SOFC
bewerteter Primärenergiebedarf	[GWh/a]	6,23/8,65	6,09/8,65	280/10	290/10
CO ₂ -Ausstoß	[tCO ₂ /a]	531/1751	487/1750	280/10	290/10
Betriebskosten	[TEUR/a]	250/487	273/612	10/500	10/500
CO ₂ -Vermeidungskosten gegenüber BHKW-Betrieb	[€/tCO ₂]	680/3530105	851/567573	270/80	280/10
energetische Amortisationszeit	[Monate]	4,77/7,01	6,60/9,81	270/400	280/420
Modellkläranlage mit verbesserter Anlagentechnik					
bewerteter Primärenergiebedarf	[GWh/a]	4,52/6,94	4,39/6,49	280/10	290/10
CO ₂ -Ausstoß	[tCO ₂ /a]	68/1294	24/1294	270/10	290/10
Betriebskosten	[TEUR/a]	- / -	- / -	- / -	- / -
CO ₂ -Vermeidungskosten gegenüber BHKW-Betrieb	[€/tCO ₂]	- / -	- / -	- / -	- / -
energetische Amortisationszeit	[Monate]	4,77/7,01	6,60/9,81	270/400	280/420

Für eine Modellkläranlage mit 100.000 EW mit durchschnittlicher Anlagentechnik ergeben sich die Optimalwerte der betrachteten Kategorien Primärenergiebedarf, CO₂-Ausstoß, CO₂-Vermeidungskosten und energetische Amortisationszeit in einem Leistungsbereich von 270-280 kW_{el} für MCFC-Anlagen bzw. von 280-290 kW_{el} für SOFC-Systeme. Dagegen steigen die Betriebskosten beider Brennstoffzellen im gesamten betrachteten Spektrum mit steigender Leistung immer weiter an. Ursache sind die aktuell zu hohen Investitionskosten.

Für die Modellkläranlage mit verbesserter Anlagentechnik liegen keine Kostendaten vor, welche den finanziellen Aufwand für die Installation der neuen Anlagentechnik beziffern. Daher lassen sich für diesen Fall weder die Betriebskosten noch die CO₂-Vermeidungskosten ermitteln. Die Werte für die energetische Amortisationszeit der Stromerzeugungssysteme bleiben gegenüber der durchschnittlichen Anlagentechnik konstant. Da

sowohl der Primärenergiebedarf als auch der CO₂-Ausstoß genau um die von der Erzeugung der eingesparten Strommengen verursachten Menge zurückgehen, bleiben die optimalen Anlagengrößen beider Brennstoffzellen gegenüber der Modellkläranlage mit durchschnittlicher Anlagentechnik unverändert. Die Absolutwerte von Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen gehen dagegen durch die Verbesserung der Kläranlagentechnik deutlich zurück.

7 Potenzialabschätzung

Ziel der Potenzialabschätzung ist die Ermittlung des technischen Potenzials der Klärgasverstromung durch Brennstoffzellen in Baden-Württemberg. Das technische Potenzial umfasst die bei gegebenem Klärgasaufkommen auf Kläranlagen in Baden-Württemberg maximal installierbaren Kapazitäten der verschiedenen Technologien zur Klärgasverstromung und die damit gewinnbaren Strommengen.

In der vorliegenden Abschätzung des technischen Potenzials der Klärgasverstromung werden zunächst für Kläranlagen in Baden-Württemberg mit eigener Klärgasfassung die jeweils anfallenden Klärgasmengen, die derzeit installierten BHKW-Kapazitäten und die damit produzierten Strommengen ermittelt. Aus diesen Werten lässt sich das nicht zur Stromerzeugung genutzte Klärgasaufkommen bestimmen. Für Kläranlagen ohne bisherige Stromerzeugung kann daraus das technische Neubaupotenzial für die Brennstoffzellen und die BHKW-Technologie berechnet werden. Zusätzlich lässt sich bei Kläranlagen mit vorhandener eigener Stromerzeugung das technische Ersatzpotenzial bestehender BHKW-Anlagen durch Brennstoffzellen bestimmen. Aus den jeweiligen Daten für Neubaupotenzial und Ersatzpotenzial ergibt sich das technische Gesamtpotenzial für die einzelnen Technologien.

Daneben kann für Kläranlagen mit bereits installierten BHKW-Kapazitäten das technische Zuwachspotenzial bestimmt werden. Das Zuwachspotential wird aus den zusätzlichen technisch nutzbaren Klärgasmengen dieser Kläranlagen bestimmt und definiert das Maximum möglicher Kapazitätserweiterungen.

Die Potenzialabschätzung beschränkt sich auf die Bestimmung der bezüglich des maximal verfügbaren Klärgasaufkommens realisierbaren Kapazitäten zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg. In dieser Untersuchung nicht thematisiert werden dagegen mögliche alternative Nutzungsmöglichkeiten für das anfallende Klärgas, bspw. Verkauf an externe Kunden oder Betrieb einer Anlage zur thermischen Trocknung von Klärschlamm. Diese Alternativen und ihr Einfluss auf das Gesamtpotenzial bedürfen einer gesonderten Betrachtung.

7.1 Grundlagen der Potenzialabschätzung

Das zur Potenzialabschätzung erforderliche Datenmaterial stammt aus der Klärgasstatistik Baden-Württemberg und den Betreiberangaben aus der im Rahmen des Projekts durchgeführten Umfrage bei Kläranlagen der Größenklassen 4bc und 5 (vgl. Abschnitt 2.3.2). Diese Angaben liefern die auf den einzelnen Kläranlagen gewonnenen Klärgasmengen, die Anzahl der installierten BHKW-Systeme und die produzierten Strommengen. Weiter wird aus den Umfragedaten für Anlagen der Klassen 5 und 4bc die jeweilige installierte BHKW-Leistung entnommen. Für die kleineren Anlagenklassen 4a und 3 werden die installierten Leistungen

zum Teil aus Daten der BHKW-Datenbank des IER, und zum Teil aus der erzeugten Strommenge unter Annahme einer jeweiligen durchschnittlichen Jahresnutzung bestimmt.

In der Klasse 2 (1.000-5.000 EW) findet wegen des zu geringen Klärgasaufkommens derzeit keine Stromerzeugung statt. Wegen der zu erwartenden unwirtschaftlichen Anlagengrößen und dem geringen Anteil am Gesamtaufkommen wurden für Klasse 2 keine weitergehenden Untersuchungen zur Klärgasverstromung durchgeführt.

Die wesentlichen Daten zur Klärgasnutzung in Baden-Württemberg sind in Tabelle 7-1 dargestellt.

Tabelle 7-1: Kennzahlen klärgasproduzierender Kläranlagen in Baden-Württemberg nach Größenklassen /StaLa 2003, eigene Umfrage 2004/

Größenklasse	Ausbau-EW	Anlagenzahl	davon mit BHKW	davon ohne BHKW	Klärgasproduktion	installierte BHKW-Kapazität	Stromerzeugung
[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[GWh/a]	[MW _{el}]	[GWh _{el} /a]
Klasse 5	>100000	36	32	4	305,1	16,5	51,6
Klasse 4bc	50001-100000	38	36	2	114,3	7,6	18,2
Klasse 4a	10001-50000	167	90	77	154,8	6,6	23,1
Klasse 3	5001-10000	23	8	15	9,8	0,2	0,7
Klasse 2	1000-5000	5	0	5	0,7	0	0
SUMME		269	166	103	584,7	30,9	93,6

Daraus ergibt sich weiter, dass der größte Anteil der Klärgasproduktion (52 %) auf die Kläranlagen der Klasse 5 entfällt. Entsprechend sind in Klasse 5 die meisten BHKW-Kapazitäten installiert, die mit einer erzeugten Strommenge von 51,6 GWh_{el}/a (55 % der Jahresproduktion) den größten Anteil aller Größenklassen an der Klärgasverstromung aufweisen. Klasse 4a besitzt eine höhere Klärgasproduktion als Klasse 4bc, aus der auch eine höhere Stromproduktion resultiert. Allerdings besitzt Klasse 4a eine größere kumulierte BHKW-Kapazität als Klasse 4bc. Die Klasse 3 spielt wegen der geringen Anzahl an Anlagen und des geringen Klärgasaufkommens keine nennenswerte Rolle bei der Klärgasverstromung in Baden-Württemberg.

Die auf Kläranlagen in Baden-Württemberg installierten BHKW-Kapazitäten sind in Abbildung 7-1 grafisch dargestellt. Darin spiegelt sich der hohe Anteil an BHKW-Kapazitäten wieder, der in Klasse 5 installiert ist (53 % der landesweiten Kapazität). Gleichzeitig zeigt die Abbildung die Dominanz von Klasse 5-Anlagen bei den größeren BHKW mit einer Leistung von über 300 kW_{el}. In Klasse 4bc konzentriert sich der Großteil der BHKW im Leistungsbereich zwischen 100 und 300 kW_{el}, in Klasse 4a im Leistungsbereich bis 200 kW_{el}. Abbildung 7-2 enthält die mit den jeweiligen BHKW-Kapazitäten jährlich erzeugten Strommengen, aufgeschlüsselt nach Leistungsgröße und Größenklasse der Kläranlage, deren Gesamtsumme sich auf 93,6 GWh_{el}/a beläuft. Einen bedeutenden Anteil an der Stromproduktion halten wegen der hohen Zahl an Anlagen die BHKW der Klasse 4a im

Leistungsbereich zwischen 50 und 100 kW_{el}, die eine jährliche Stromproduktion von 10 GWh_{el}/a aufweisen.

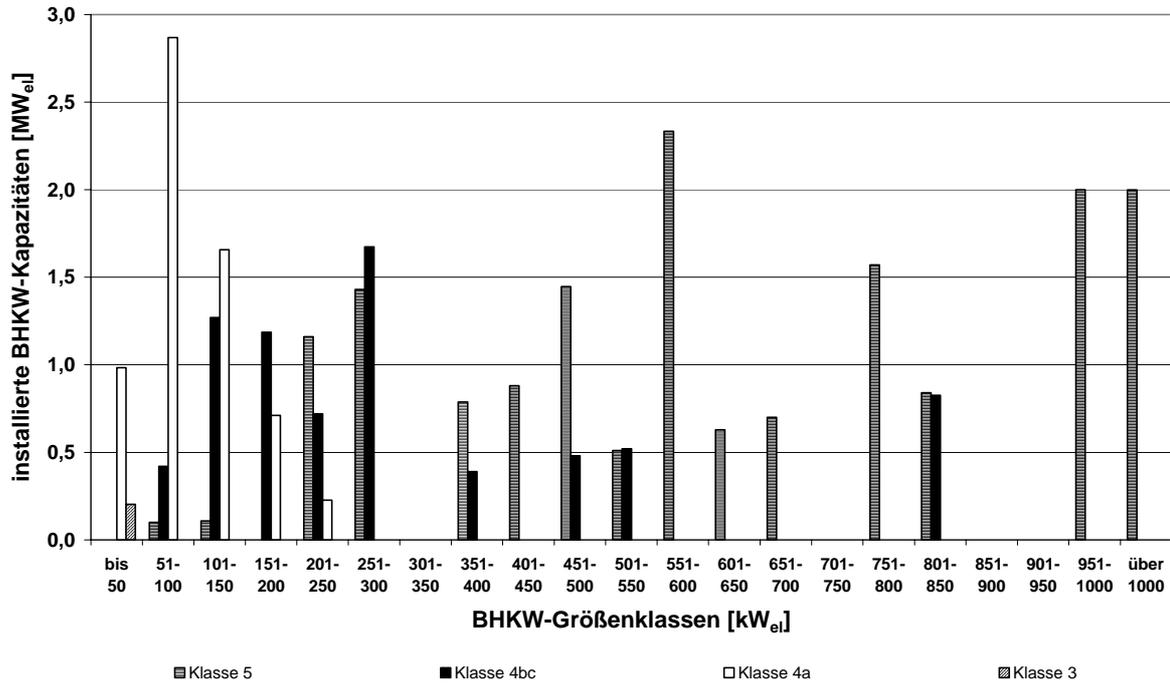


Abbildung 7-1: Installierte el. Kapazität des BHKW-Bestandes auf Kläranlagen in Baden-Württemberg nach Größenklassen

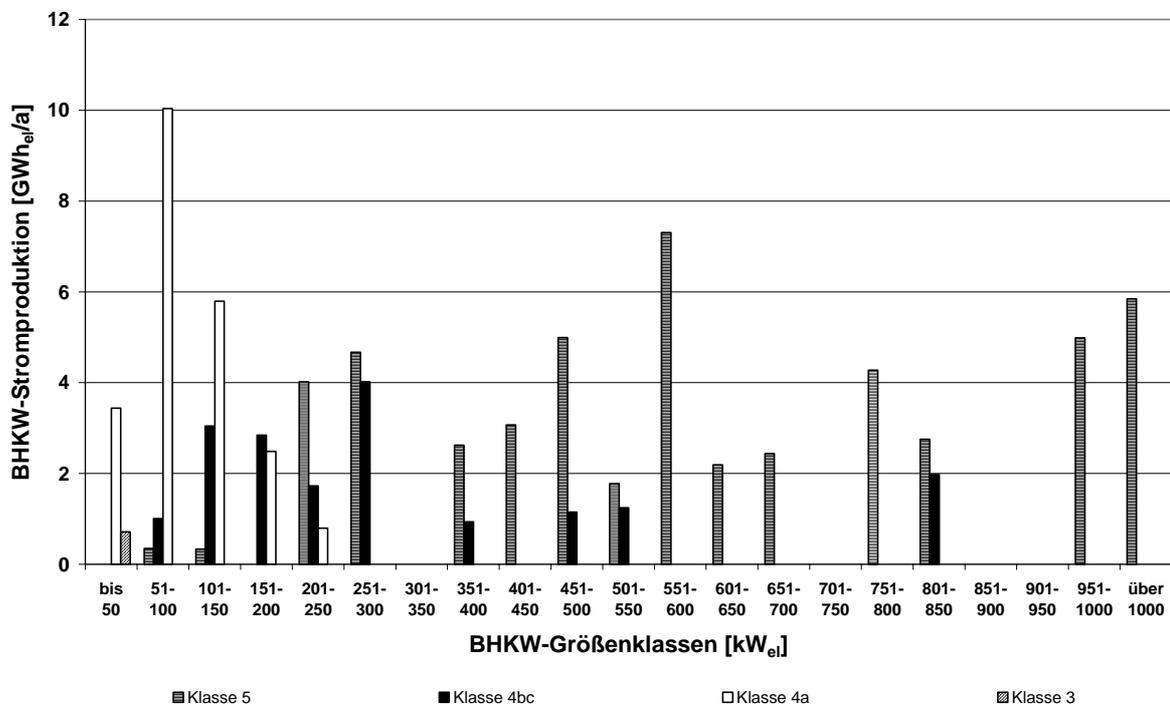


Abbildung 7-2: BHKW-Stromproduktion auf Kläranlagen in Baden-Württemberg nach Größenklassen

7.2 Bestimmung des technischen Neubaupotenzials von Anlagen zur Klärgasverstromung

Bei der Ermittlung des technischen Neubaupotenzials werden nur Kläranlagen betrachtet, die bisher ohne eigene Stromerzeugung betrieben werden. Eine in der Praxis häufig auftretende Ursache hierfür kann der Verkauf des Klärgases, bspw. an nahe gelegene Kraftwerke, sein. Für diese Kläranlagen werden die jeweiligen Neubaupotenziale für die Technologien MCFC, SOFC und BHKW ermittelt. Dabei wird für alle drei Technologien von einer Jahresnutzung von 7.500 Vollaststunden ausgegangen. Die Mindestanlagengrößen für beide Brennstoffzellentypen wird auf je $50 \text{ kW}_{\text{el}}$ festgesetzt. Dieser Wert ist das langfristig zu erwartende Leistungsminimum für Hochtemperaturbrennstoffzellen. Als Untergrenze für die Leistung der BHKW werden $25 \text{ kW}_{\text{el}}$ zu Grunde gelegt.

Für die in Tabelle 7-1 aufgeführten Klärgasmengen ergibt sich für MCFC ein Neubaupotenzial von $4,4 \text{ MW}_{\text{el}}$ und für SOFC von $4,7 \text{ MW}_{\text{el}}$. Damit lassen sich jährliche Strommengen von $33 \text{ GWh}_{\text{el}}$ (MCFC) bzw. $35 \text{ GWh}_{\text{el}}$ (SOFC) erzeugen. Das Neubaupotenzial von BHKW beträgt $4,0 \text{ MW}_{\text{el}}$, aus dem eine Stromproduktion von $30 \text{ GWh}_{\text{el}}/\text{a}$ resultiert. Das höhere Neubaupotenzial der SOFC gegenüber der MCFC beruht auf dem höheren elektrischen Wirkungsgrad der SOFC. BHKW haben zwar einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad als die Brennstoffzellen, erreichen aber wegen der geringeren Mindestanlagengröße ein ähnlich großes Neubaupotential wie MCFC-Anlagen. Mit den errechneten Neubaupotenzialen lassen sich von den derzeit 103 klärgasproduzierenden Kläranlagen in Baden-Württemberg ohne eigene Stromerzeugung 35 mit einer MCFC bzw. 36 mit einer SOFC zur Klärgasverstromung ausstatten. Der entsprechende Wert für BHKW liegt bei 57 Anlagen.

Die meisten Brennstoffzellen können auf Anlagen der Klasse 4a installiert werden, da in dieser Klasse durch die günstige Wahl der Mindestanlagengröße zahlreiche Kläranlagen vorhanden sind, die das erforderliche Klärgasaufkommen gewährleisten können. Daneben gibt es jedoch auch zwei Kläranlagen der Klasse 4bc und eine Kläranlage der Klasse 3 mit ausreichendem Klärgasaufkommen für den Einsatz einer MCFC bzw. SOFC.

Ein besonders hohes technisches Neubaupotenzial für BHKW ergibt sich mit 50 zusätzlichen Anlagen für Kläranlagen der Klasse 4a. Damit könnten von den 77 Kläranlagen der Klasse 4a ohne seitherige Stromerzeugung 65 % mit BHKW ausgestattet werden. Die restlichen 27 Kläranlagen können auf Grund des nicht ausreichenden Klärgasanfalls nicht mit BHKW ausgerüstet werden.

Die Kennzahlen für das technische Neubaupotenzial von Anlagen zur Klärgasverstromung sind in Tabelle 7-2 enthalten.

Tabelle 7-2: Kennzahlen des technischen Neubaupotenzials von MCFC, SOFC und BHKW auf Kläranlagen in Baden-Württemberg

Neubau	Anlagenzahl	Neubau- potenzial	Stromerzeugung Neubau
	[-]	[kW _{el}]	[GWh _{el} /a]
MCFC			
Klasse 5	4	1994	14,95
Klasse 4bc	2	198	1,49
Klasse 4a	28	2099	15,73
Klasse 3	1	154	1,15
Summe MCFC	35	4444	33,33
SOFC			
Klasse 5	4	2077	15,6
Klasse 4bc	2	206	1,5
Klasse 4a	29	2236	16,8
Klasse 3	1	160	1,2
Summe SOFC	36	4680	35,1
BHKW			
Klasse 5	4	1496	11,2
Klasse 4bc	2	149	1,1
Klasse 4a	50	2248	16,9
Klasse 3	1	115	0,9
Summe BHKW	57	4007	30,1

7.3 Ermittlung des technischen BHKW-Ersatzpotenzials

Die derzeit auf Kläranlagen in Baden-Württemberg installierten 30,9 MW_{el} BHKW-Leistung sind auf Grund unterschiedlicher Inbetriebnahmezeitpunkte und begrenzter Nutzungsdauer mittel- und langfristig zu ersetzen. Bei der Untersuchung des technischen BHKW-Ersatzpotenzials wird in Abhängigkeit von der Kläranlagengröße ermittelt, in welchem Umfang mit dem bestehenden Klärgasangebot die bislang eingesetzten BHKW durch Hochtemperaturbrennstoffzellen der Typen MCFC und SOFC ersetzt werden können.

Dabei wird für beide Brennstoffzellentypen von einer Mindestanlagengröße von jeweils 50 kW_{el} und einer Jahresnutzung von jeweils 7.500 Vollaststunden ausgegangen.

Das gesamte technische BHKW-Ersatzpotenzial für die MCFC beläuft sich auf 28,7 MW_{el}, das der SOFC auf 30,1 MW_{el}. Es zeigt sich, dass unter den angenommenen Voraussetzungen die bestehenden 166 BHKW in insgesamt 128 Kläranlagen durch MCFC und in 133 Kläranlagen durch SOFC ersetzt werden können. Dabei beschränkt sich der Ersatz der Brennstoffzellen auf die Kläranlagenklassen 4 und 5, während in Klasse 3 wegen des i. a. geringen Klärgasaufkommens derzeit kein BHKW durch MCFC oder SOFC sinnvoll ersetzt werden könnte.

Die Kennzahlen des technischen BHKW-Ersatzpotenzials sind in Tabelle 7-3 dargestellt.

Tabelle 7-3: BHKW-Ersatzpotenziale durch MCFC und SOFC

BHKW-Ersatz	Anlagenzahl	Ersatzpotenzial	Stromerzeugung Ersatzpotenzial
	[-]	[kW _{el}]	[GWh _{el} /a]
MCFC			
Klasse 5	32	16653	124,9
Klasse 4bc	36	6731	50,5
Klasse 4a	60	5298	39,7
Klasse 3	0	0	0
Summe MCFC	128	28681	215,1
SOFC			
Klasse 5	32	17347	130,1
Klasse 4bc	36	7012	52,6
Klasse 4a	65	5772	43,3
Klasse 3	0	0	0
Summe SOFC	133	30131	226,0

7.4 Bestimmung des technischen Zuwachspotenzials bestehender BHKW-Kapazitäten

Bei der Bestimmung des technischen Zuwachspotenzials wird abgeschätzt, inwieweit auf Kläranlagen mit BHKW-Anlagen die Möglichkeit zu Kapazitätserweiterungen besteht. Hierfür werden die Fackelverluste, die ungenutzten Klärgasmengen und die Effizienz des BHKW kläranlagenspezifisch analysiert. Im Fall nutzbarer Klärgasmengen bzw. Möglichkeiten zur Effizienzsteigerungen des BHKW werden die sich daraus zusätzlich ergebenden Klärgasmengen in entsprechende elektrische BHKW-Leistungen umgerechnet.

Dabei wird von einem elektrischen Wirkungsgrad der Zuwachskapazitäten von 36 % und einer Jahresnutzung von 7.500 Vollaststunden ausgegangen.

Das technische Zuwachspotenzial für Kläranlagen in Baden-Württemberg ergibt sich zu insgesamt 8 MW_{el}, mit dem sich eine Strommenge von 60,4 GWh_{el}/a gewinnen lässt.

Wegen des geringen Klärgasaufkommens auf Kläranlagen der Klasse 3 bestehen in dieser Klasse keine Optimierungsmöglichkeiten. Von den Kläranlagen der Klasse 4a ist ein hoher Anteil noch nicht mit BHKW ausgerüstet, so dass das technische Zuwachspotenzial mit 0,5 MW_{el} gering ausfällt. Kläranlagen der Klasse 4bc sind dagegen nahezu vollständig mit BHKW ausgestattet, die installierten Kapazitäten sind allerdings an die zur Verfügung stehenden Klärgasmengen so gut angepasst, dass sich ebenfalls nur ein geringes technisches Optimierungspotenzial von 2,7 MW_{el} ergibt. Das höchste Optimierungspotenzial unter den Kläranlagen in Baden-Württemberg weisen mit 4,9 MW_{el} die Anlagen der Klasse 5 auf. Ursache dürfte der hohe Klärgasanfall auf diesen Anlagen sein, der zusätzlich zum Betrieb des eigenen BHKW auch alternative Verwendungsmöglichkeiten, wie bspw. der Betrieb einer Anlage zur Klärschlamm-trocknung oder einen Verkauf eines Teils der Klärgasmengen an externe Nutzer ermöglicht.

Die Kennzahlen des technischen Optimierungspotenzials für bestehende BHKW-Anlagen sind in Tabelle 7-4 zusammengefasst.

Tabelle 7-4: Technisches Zuwachspotenzial von BHKW auf Kläranlagen in Baden-Württemberg

BHKW	Anlagenzahl	Zuwachs-Potenzial	Stromproduktion Zuwachs
Zuwachs	[-]	[kW _{el}]	[GWh _{el} /a]
Klasse 5	18	4850	36,4
Klasse 4bc	28	2744	20,6
Klasse 4a	14	453	3,4
Klasse 3	0	0	0
Summe	60	8047	60,4

Die Verteilung von Bestand und der nach Kläranlagengrößenklassen aufgeschlüsselten zugehörigen technischen Optimierungspotenziale der BHKW zur Klärgasnutzung in Baden-Württemberg ist in Abbildung 7-3 grafisch dargestellt. Die zugehörigen Stromproduktion ist in Abbildung 7-4 enthalten. Darin zeigen sich große Strommengen, die durch Optimierung der Stromerzeugungskapazitäten von Kläranlagen der Klasse 5 zusätzlich gewinnbar sind (60 % der gesamten durch Kapazitätszuwachs zusätzlich gewinnbaren Strommenge). Allerdings ergeben sich für Kläranlagen der Klasse 5 mit installierten BHKW-Leistungen im Bereich zwischen 650 und 800 kW_{el} wegen fehlenden Klärgasaufkommens keine Zuwachspotentiale. Der Anteil der Klasse 4bc beläuft sich auf 34 %, der Anteil der Klasse 4a insgesamt auf 6 %.

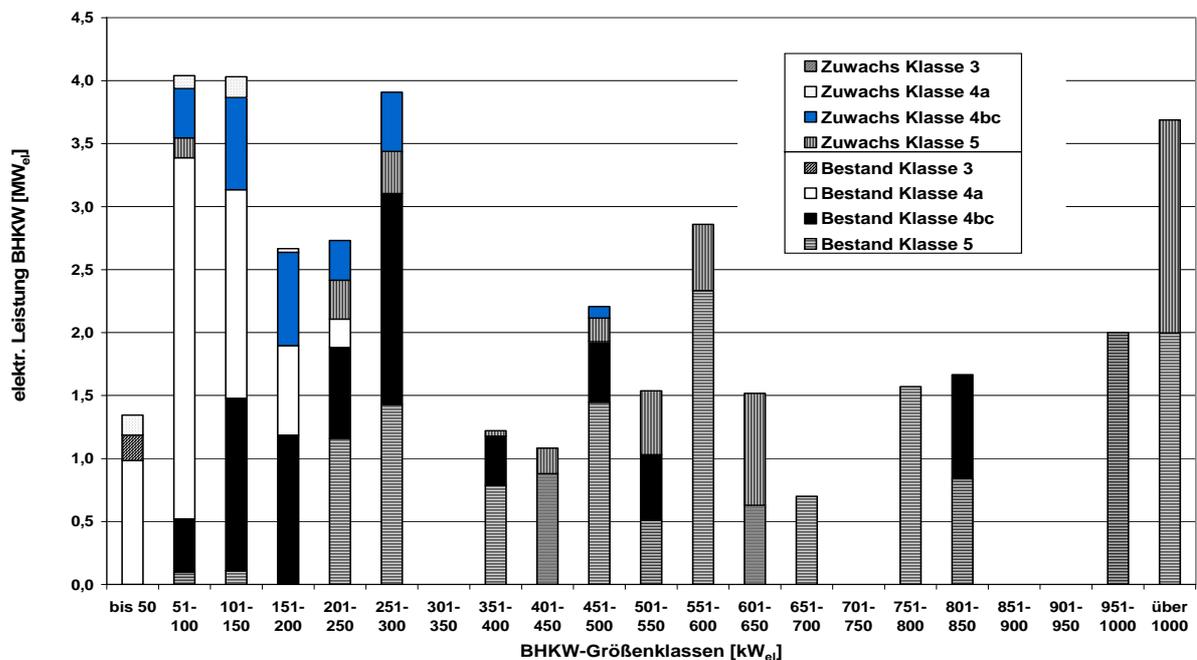


Abbildung 7-3: Kapazitäten des Bestands und des Zuwachspotenzials von BHKW zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg nach Größenklassen

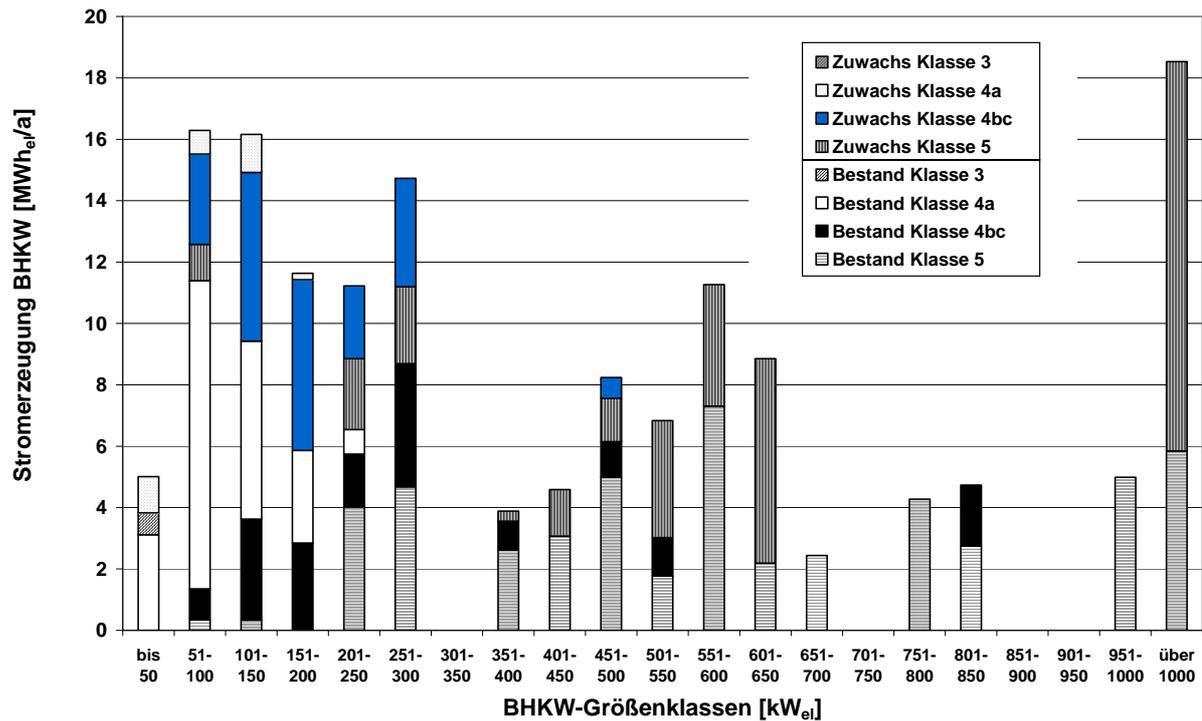


Abbildung 7-4: Stromerzeugung des Bestands und des Zuwachspotenzials von BHKW zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg nach Größenklassen

7.5 Technisches Gesamtpotenzial des Brennstoffzelleneinsatzes zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg

Das rechnerisch ermittelte langfristige technische Gesamtpotenzial für die Klärgasverstromung in Baden-Württemberg in Brennstoffzellen ergibt sich aus der Summe der Potenziale für Anlagenneubau (vgl. Abschnitt 7.2) und BHKW-Ersatz (vgl. Abschnitt 7.3).

Für das aktuelle Klärgasaufkommen ergibt sich bei konstant gehaltenen Rahmenbedingungen für Mindestanlagengröße und Verfügbarkeit ein technisches Gesamtpotenzial der MCFC von 33,1 MW_{el}, die sich auf 161 Kläranlagen in Baden-Württemberg installieren ließen. Das Gesamtpotenzial der SOFC beträgt 34,8 MW_{el}, die sich auf 169 Kläranlagen verteilen.

Die Kennzahlen zu den Gesamtpotenzialen der Brennstoffzellen sind in Tabelle 7-5 aufgeführt.

Tabelle 7-5: Technische Gesamtpotenziale von MCFC und SOFC

Gesamtpotenzial Brennstoffzellen	Anlagen- zahl	Technisches Gesamtpotenzial	Stromerzeugung Gesamtpotenzial
	[-]	[kW _{el}]	[GWh _{el} /a]
MCFC			
Klasse 5	36	18647	139,9
Klasse 4bc	38	6929	52,0
Klasse 4a	88	7397	55,5
Klasse 3	1	154	1,2
Summe MCFC	163	33127	248,6
SOFC			
Klasse 5	36	19424	145,7
Klasse 4bc	38	7218	54,1
Klasse 4a	94	8008	60,1
Klasse 3	1	160	1,2
Summe SOFC	169	34810	261,1

Die technischen Neubau-, BHKW-Ersatz- und Zuwachspotenziale der verschiedenen Technologien sowie die bestehenden BHKW-Kapazitäten sind in Abbildung 7-5 grafisch dargestellt.

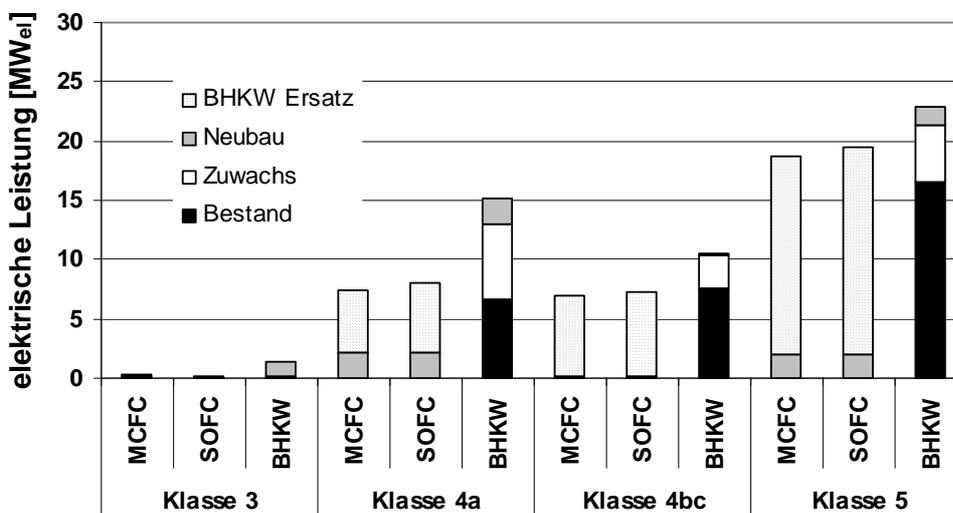


Abbildung 7-5: Technische Kapazitätspotenziale zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg nach Größenklassen und Technologie

Dabei zeigt sich vor allem in den Klassen 4 und 5, dass der überwiegende Teil des technischen Potenzials der Brennstoffzellen aus dem Ersatz bestehender BHKW resultiert. Bei den Kläranlagen der Klasse 3 bestehen die Potenziale aller betrachteten Technologien dagegen überwiegend aus dem Neubau.

Die sich aus der Potenzialermittlung ergebenden Strommengen sind, geordnet nach untersuchter Technologie und Größenklasse der Kläranlagen, in Abbildung 7-6 enthalten. Die höchsten Potenziale der Klärgasverstromung ergeben sich bei allen untersuchten Technologien für Anlagen der Klasse 5. Wegen der höheren elektrischen Wirkungsgrade der Brennstoffzellen in den Klassen 5 und 4bc, die das höchste Klärgasaufkommen pro Kläranlage aufweisen, liegt deren Potenzial über dem der BHKW. Durch die große Zahl an Kläranlagen in Klasse 4a übertrifft das Potenzial der Stromerzeugung trotz des geringeren anlagenspezifischen Klärgasanfalls das Potenzial der Klasse 4bc. In Klasse 3 mit einem vergleichsweise geringen Klärgasaufkommen pro Kläranlage weisen Brennstoffzellen wegen ihrer im Vergleich zum BHKW hohen Mindestanlagengröße nur geringe technische Stromerzeugungspotenziale auf.

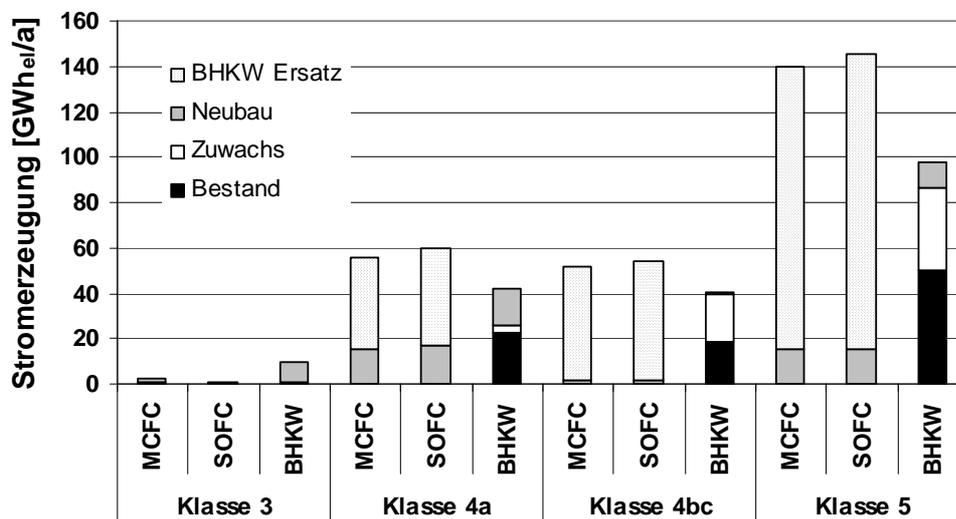


Abbildung 7-6: Überblick der technischen Stromerzeugungspotenziale aus Klärgas in Baden-Württemberg nach Größenklassen und Technologie

7.6 Potentiale von MCFC und SOFC nach Modulen

Brennstoffzellen werden, analog zu anderen Technologien der Stromerzeugung (bspw. BHKW, Gasturbine, etc.), v. a. aus wirtschaftlichen Gründen nicht in jeder beliebigen Leistungsgröße am Markt verfügbar sein. Es ist vielmehr damit zu rechnen, dass die Hersteller einige wenige Modulgrößen anbieten, die sich bei höherem Bedarf zusammenschalten lassen. In diesen Fällen lässt sich nicht das gesamte aus der Höhe der Klärgasproduktion ermittelte technische Ausbaupotenzial realisieren, sondern nur ein n-faches der jeweiligen Modulgröße (Abschneideeffekt).

Basierend auf den Grundlagen der Potenzialermittlung werden die auf Kläranlagen in Baden-Württemberg installierbaren Module für MCFC und SOFC mit 7.500 h Vollaststunden

betrieben. Als Modulgröße für beide Anlagentypen wird eine Leistung von $50 \text{ kW}_{\text{el}}$ definiert.

Die sich für beide Technologien ergebenden Modulzahlen sind in Tabelle 7-6 enthalten.

Tabelle 7-6: Technisches Potenzial von $50 \text{ kW}_{\text{el}}$ -Modulen der Brennstoffzellentypen MCFC und SOFC zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg

Gesamtpotenzial in $50 \text{ kW}_{\text{el}}$ -Modulen	Modulzahl	elektrische Leistung
	[-]	[MW_{el}]
MCFC		
Klasse 5	355	17,75
Klasse 4bc	119	5,95
Klasse 4a	112	5,60
Klasse 3	3	0,15
Summe MCFC	589	29,45
SOFC		
Klasse 5	362	18,10
Klasse 4bc	124	6,20
Klasse 4a	121	6,05
Klasse 3	3	0,15
Summe SOFC	610	30,50

Es ergeben sich Gesamtpotentiale von $29,45 \text{ MW}_{\text{el}}$ für MCFC-Module und $30,50 \text{ MW}_{\text{el}}$ für SOFC-Module. Die daraus resultierenden jährlichen Strommengen betragen $220,88 \text{ GWh}_{\text{el}}$ (MCFC) bzw. $228,75 \text{ GWh}_{\text{el}}$ (SOFC). Mit den ermittelten Modulzahlen lassen sich $460,16 \text{ GWh}$ (MCFC) bzw. $457,50 \text{ GWh}$ (SOFC) Klärgas verstromen. Dies entspricht Anteilen von $78,7 \%$ (MCFC) und $78,2\%$ (SOFC) der jährlichen Klärgasproduktion Baden-Württembergs (vgl. Tabelle 7-1).

Bei den MCFC-Anlagen entfällt der größte Anteil der Module (60%) auf Kläranlagen der Größenklasse 5. Da dort höhere Gesamtleistungen zur Nutzung des anfallenden Klärgases gefordert sind, werden entsprechend mehr Module pro Kläranlage betrieben. Die größte Gruppe der Module wird daher zu Gesamtleistungen über $750 \text{ kW}_{\text{el}}$ (entsprechend mehr als 15 Modulen je Kläranlage) zusammengeschaltet. Dagegen sind auf Kläranlagen der Klassen 3 und 4a nicht mehr als drei Module pro Anlage sinnvoll zu betreiben. Für die Klasse 4bc ergibt sich eine Obergrenze von sechs Modulen pro Kläranlage.

Die Verteilung der jeweiligen Modulzahlen auf die rechnerisch ermittelten Anlagengrößen sind für MCFC in Abbildung 7-7 und für SOFC in Abbildung 7-8 dargestellt.

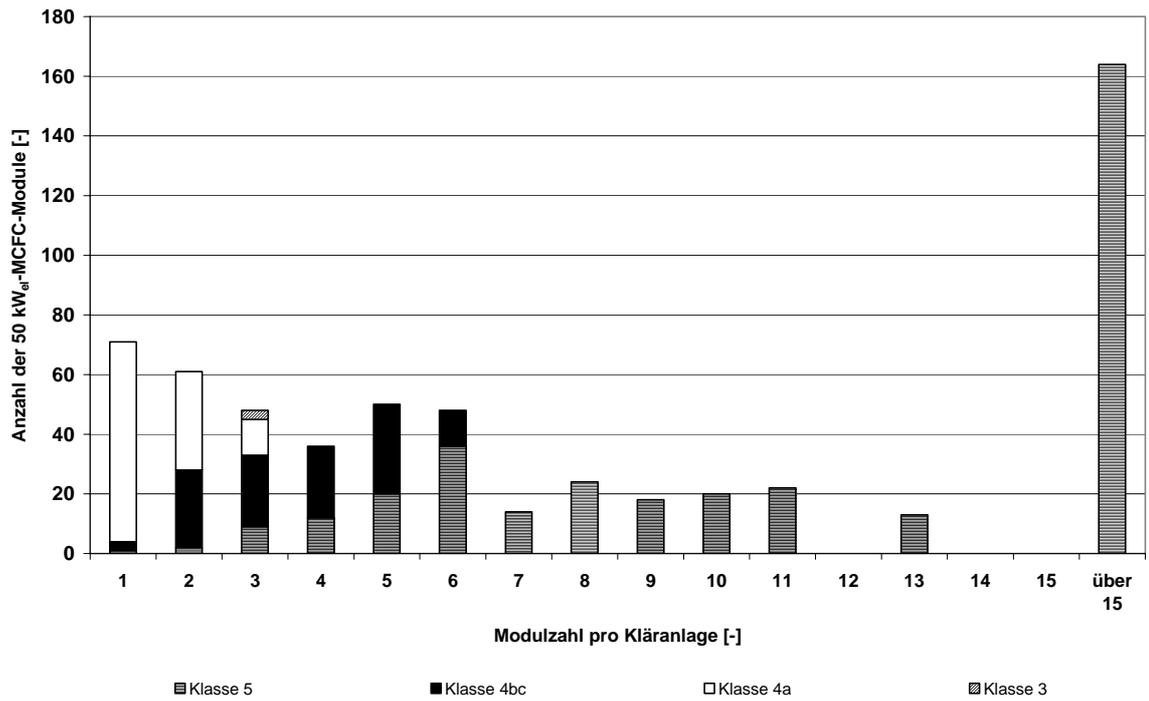


Abbildung 7-7: Verteilung des technischen Gesamtpotenzials von 50 kW_{el}-MCFC-Modulen nach Gesamtanlagengrößen

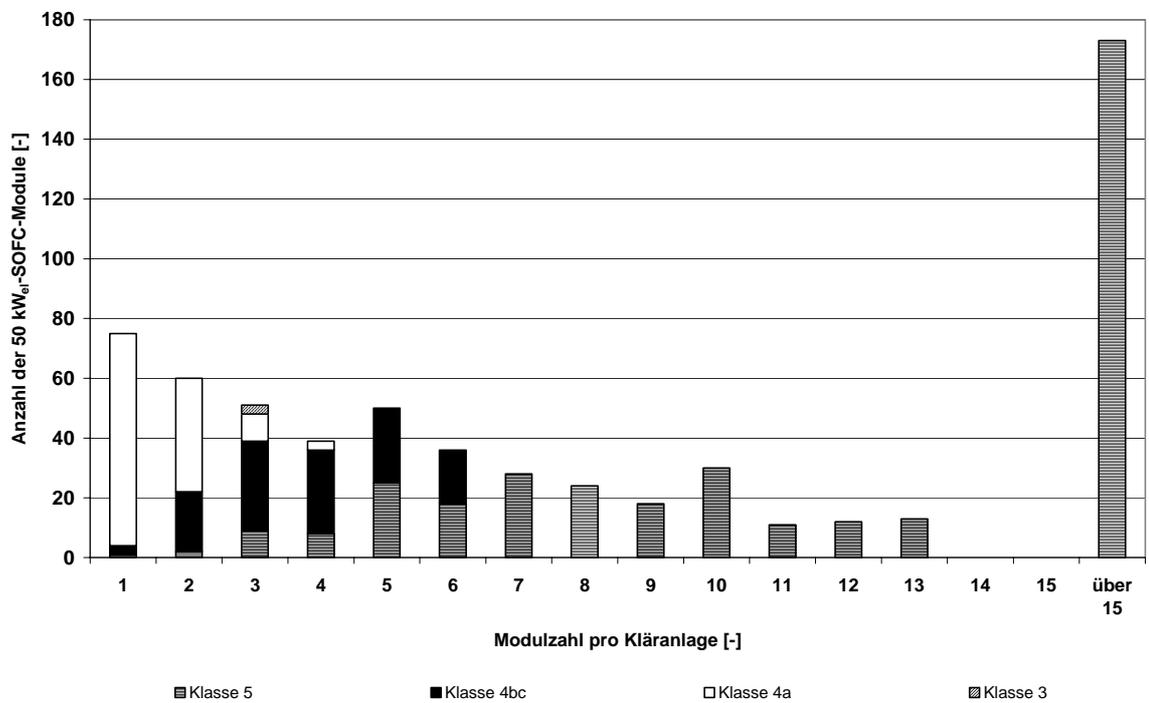


Abbildung 7-8: Verteilung des technischen Gesamtpotenzials von 50 kW_{el}-SOFC-Modulen nach Gesamtanlagengrößen

Auch bei den SOFC-Anlagen nehmen Kläranlagen der Größenklasse 5 mit 59 % den größten Anteil der Module auf. Wegen des im Vergleich zu MCFC geringeren Klärgasbedarfs der SOFC-Anlagen können SOFC-Module auch in kleineren Kläranlagenklassen in höheren Stückzahlen eingesetzt werden.

Es ergeben sich für Kläranlagen der Klasse 4a maximale Anlagengrößen von 150 kW_{el} entsprechend drei Modulen. Für Klasse 4bc sind maximal sechs Module auf einer Kläranlage installierbar. In Klasse 3 fallen nur auf einer einzigen Kläranlage in Baden-Württemberg für den Einsatz von Brennstoffzellen ausreichende Mengen an Klärgas an, die in einer Anlage, bestehend aus drei Modulen, genutzt werden können.

Modulgröße 125 kW_{el}

Hochtemperaturbrennstoffzellen werden derzeit für den Demonstrationsbetrieb in einem Leistungsbereich zwischen 200 und 300 kW_{el} gebaut. Für die Markteinführung werden zur besseren Nachfrageabdeckung flexible Anlagengrößen erwartet. Dabei wird als erster Schritt mit der Einführung von Systemen mit einer elektrischen Leistung von 125 kW_{el} gerechnet.

Die sich für diesen Fall ergebenden Verteilungen der Modulzahlen auf die einzelnen Größenklassen der Kläranlagen ist in Tabelle 7-7 dargestellt. Für MCFC ergibt sich ein Potenzial von 181 Stück mit einer elektrischen Gesamtleistung von 22,63 MW_{el}. Der größte Anteil entfällt dabei mit 72 % auf die Größenklasse 5. Die mit den ermittelten MCFC-Kapazitäten jährlich produzierbare Strommenge beträgt 169,69 GWh_{el}.

Von den SOFC-Modulen können 193 Stück, entsprechend einer Leistung von 24,13 MW_{el}, eingesetzt werden. Die damit gewinnbare Strommenge beträgt 180,94 GWh_{el}/a. Auch bei den SOFC-Modulen dominiert der Anteil der Größenklasse 5 mit einem Anteil von 72 % am Gesamtpotenzial.

Tabelle 7-7: Technisches Potenzial von 125 kW_{el}-Modulen der Brennstoffzellentypen MCFC und SOFC zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg

Gesamtpotenzial in 125 kW _{el} -Modulen	Modulzahl	elektrische Leistung
	[-]	[MW _{el}]
MCFC		
Klasse 5	131	16,38
Klasse 4bc	39	4,88
Klasse 4a	10	1,25
Klasse 3	1	0,13
Summe MCFC	181	22,63
SOFC		
Klasse 5	139	17,38
Klasse 4bc	40	5,0
Klasse 4a	13	1,63
Klasse 3	1	0,13
Summe SOFC	193	24,13

Die Verteilung der Module nach der jeweiligen Gesamtanlagengröße der Stromerzeugung ist für beide Technologien in Abbildung 7-9 und Abbildung 7-10 dargestellt.

Es zeigt sich für beide Technologien übereinstimmend, dass sich die größte Modulzahl im Bereich von Anlagengesamtleistungen bis 500 kW_{el}, entsprechend maximal vier Modulen, ergibt.

Für Kläranlagen der Klasse 4bc ergeben sich maximale Gesamtanlagengrößen von 250 kW_{el}, entsprechend zwei Modulen. Kläranlagen der Klassen 4a und 3a können maximal mit je einem 125 kW_{el}-Modul sinnvoll betrieben werden.

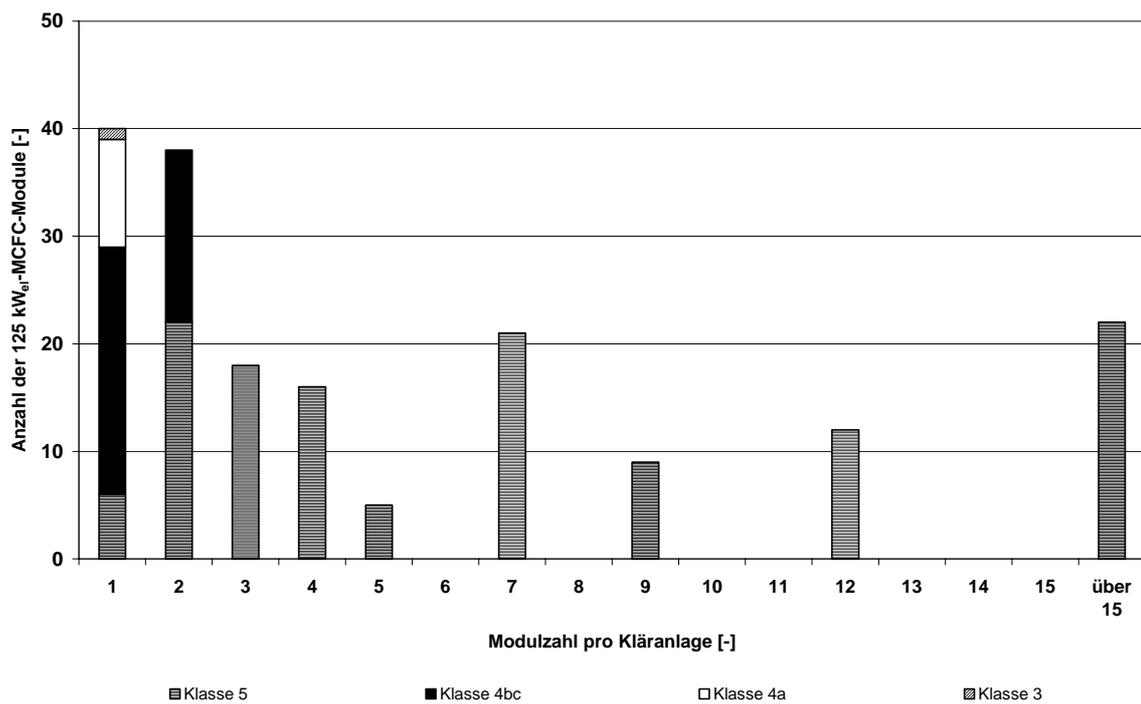


Abbildung 7-9: Verteilung des technischen Gesamtpotenzials von 125 kW_{el}-MCFC-Modulen nach Gesamtanlagengrößen

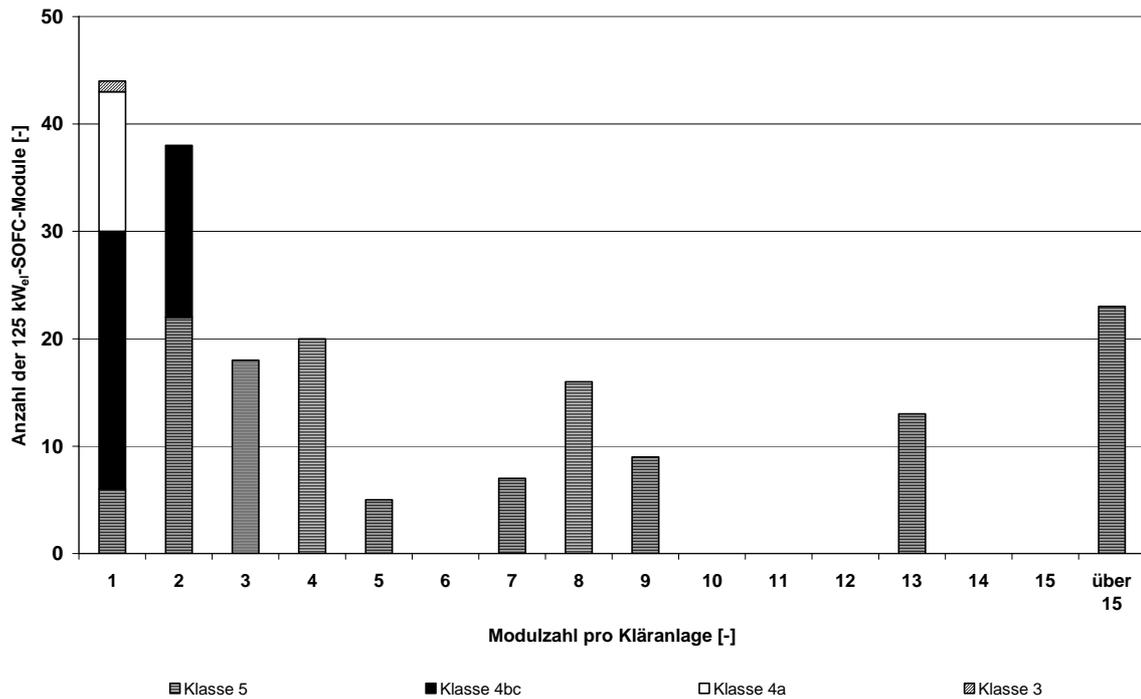


Abbildung 7-10: Verteilung des technischen Gesamtpotenzials von 125 kW_{el}-SOFC-Modulen nach Gesamtanlagenrößen

Vergleich der Modulgrößen

Im Folgenden werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Dimensionierung der Modulleistungen betrachtet. Hierzu sind die wichtigsten Kennzahlen für beide Systemgrößen für den Einsatz zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg in Tabelle 7-8 zusammengefasst.

Tabelle 7-8: Kennziffern verschiedener Modulgrößen für die Klärgasverstromung in Baden-Württemberg

		MCFC		SOFC	
		50 kW _{el}	125 kW _{el}	50 kW _{el}	125 kW _{el}
installierbare Modulzahl	[-]	589	181	610	193
installierbare el. Gesamtleistung	[MW _{el}]	29,45	22,63	30,50	24,13
produzierbare Strommenge	[GWh _{el} /a]	220,88	169,69	228,75	180,94
nutzbare Klärgasmenge	[GWh/a]	460,16	353,52	457,5	361,88
nutzbare Klärgasmenge bezogen auf Jahresproduktion Baden-Württemberg	[%]	78,7	60,5	78,2	61,9

Dabei zeigt sich, dass bei Verkleinerung der Modulgröße und die damit verbundene Erweiterung des Potenzials auf kleinere Kläranlagen und den geringeren Abschneideeffekten beim Klärgasaufkommen eine höhere elektrische Leistung installiert werden kann. Hierdurch stei-

gen die nutzbare Klärgasmenge und die produzierte Strommenge an. Somit können mit 50 kW_{el}-Modulen der MCFC 78,7 % des Klärgasaufkommens gegenüber 60,5 % beim ausschließlichen Einsatz von 125 kW_{el}-Modulen genutzt werden. Bei der SOFC-Technologie erfassen 50 kW_{el}-Module 78,2 % der jährlichen Klärgasproduktion. Dagegen lassen sich mit 125 kW_{el}-Modulen lediglich 61,9 % des landesweiten Klärgasaufkommens verstromen.

8 Schlussbetrachtung und Ausblick

Die Ziele des Vorhabens umfassen die Potenzialabschätzung einer Nutzung von Klärgas in Brennstoffzellen sowie die Ermittlung eines Anforderungs- und Einsatzprofils für den Einsatz von Brennstoffzellen auf Kläranlagen. Des Weiteren sollen die Integration zusätzlicher Komponenten und Verfahrensschritte in den Kläranlagenbetrieb sowie der Einsatz verbesserter Anlagentechnik, auch im Hinblick auf einen energieautarken Betrieb von Kläranlagen, untersucht werden.

Grundlagen

Um das vorhandene Potenzial der Nutzung von Klärgas in Brennstoffzellen abzuschätzen, werden in einem ersten Schritt der Grundlagenermittlung zunächst alle Kläranlagen mit anaerober Schlammstabilisierung (Faulung) in Baden-Württemberg erfasst, da Klärgas bei der Abwasserreinigung nur während des Verfahrensschrittes der anaeroben Schlammstabilisierung entstehen kann. Da kleinere Kläranlagen überwiegend den Schlamm simultan aerob stabilisieren und damit nicht über den entscheidenden Verfahrensschritt zur Erzeugung von Klärgas verfügen, kommen in Baden-Württemberg nur 269 von insgesamt 1.118 Kläranlagen für die Potenzialabschätzung in Frage. Auf diesen Kläranlagen werden jährlich rund 584,7 GWh Klärgas produziert. Diese Ergebnisse basieren sowohl auf der Auswertung verschiedener statistischer Rahmendaten als auch auf einer im Rahmen des Vorhabens durchgeführten Umfrage.

Im zweiten Schritt werden im Rahmen einer landesweiten Potenzialabschätzung der Einsatz von Anlagen zur thermischen Klärschlamm-trocknung, der Einsatz von Elektrolyseuren und die Möglichkeiten der Co-Fermentation betrachtet. Dabei stellt es sich vor allem aus ökonomischen Gründen als nicht zielführend heraus, diese in diesem Vorhaben eingehender zu diskutieren. Daneben müssen ungeklärte rechtliche Aspekte, fehlende Erfahrungswerte und mangelnde verfahrenstechnische Randbedingungen als Hindernisse genannt werden.

In einem weiteren Schritt werden die zur Klärgasverstromung geeigneten Brennstoffzellentypen und die notwendigen Schritte zur Klärgasaufbereitung bestimmt. Brennstoffzellen gibt es in unterschiedlichen Varianten, die sich vor allem im verwendeten Elektrolytmaterial unterscheiden. Aus technischer Sicht erweisen sich Hochtemperaturbrennstoffzellen der Typen MCFC und SOFC zur Klärgasnutzung besonders geeignet. Neben den hohen erreichbaren elektrischen Systemwirkungsgraden von 48 % bzw. 50 % sprechen auch die Toleranz gegenüber den im Klärgas enthaltenen CO₂- und CO-Anteilen sowie die Möglichkeit zur energetisch günstigen internen Reformierung für diese beiden Brennstoffzellentypen. Für den dauerhaften Betrieb dieser Brennstoffzellen auf Kläranlagen ist eine Aufbereitung des Klärgases erforderlich. Die notwendigen Maßnahmen der Aufbereitung umfassen die Trocknung des Klärgases sowie die Abtrennung von Schwefel-, Halogen-

und Siloxanverbindungen. Das ermittelte, zweistufige Anlagenschema zur Klärgasreinigung wird sowohl den technischen als auch den ökonomischen Anforderungen gerecht.

Modellkläranlage

Anhand der Erkenntnisse der ersten Projektabschnitte wird eine Modellkläranlage für 100.000 Ausbau-EW mit einstufiger Belebungsanlage, vorgeschalteter Denitrifikation und anaerober Schlammstabilisierung (Faulung) definiert, die dem typischen Aufbau einer größeren Kläranlage in Baden-Württemberg entspricht. Die Modellkläranlage entspricht auch hinsichtlich des Energieverbrauchs den baden-württembergischen Durchschnittsverhältnissen. Für die Modellanlage ergibt sich ein Stromverbrauch von 2,69 GWh_{el}/a und ein Wärmeverbrauch von 1,83 GWh_{th}/a bei einer Klärgasproduktion von 4,23 GWh/a. Die erhaltenen Werte für das Energieangebot und den Energiebedarf stellen die Grundlage zur Untersuchung der Energieversorgung der Modellkläranlage durch Brennstoffzellen und Vergleichstechnologien dar.

Für die ausgewählten Brennstoffzellentypen wird die Energieversorgung der Modellkläranlage in einer ganzheitlichen Bilanzierung im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse von der Wiege bis zu Bahre in energetischer und ökologischer Hinsicht analysiert. Dabei weisen Brennstoffzellen Optimalwerte des Primärenergiebedarfs von 6,23 GWh/a (MCFC) bzw. 6,09 GWh/a (SOFC) und der kumulierten CO₂-Emissionen von 531 t_{CO2}/a (MCFC) bzw. 487 t_{CO2}/a (SOFC) auf. Es ergeben sich sowohl bezüglich des Primärenergiebedarfs als auch der kumulierten CO₂-Emissionen für die gegebenen Rahmenbedingungen der Modellkläranlage optimale Anlagengrößen von 280 kW_{el} für MCFC bzw. 290 kW_{el} für SOFC. Zum Vergleich wird mit Gasmotor-BHKW die derzeit verbreitetste Technologie zur Klärgasverstromung untersucht. Außerdem wird als weitere Variante auch die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme betrachtet. Die Variante Gasmotor-BHKW weist zwar bei einer Leistungsgröße von 210 kW_{el} mit einem minimalen Wert von 7,17 GWh/a einen höheren Primärenergiebedarf und mit 802 t_{CO2}/a einen deutlich höheren CO₂-Ausstoß als beide untersuchten Brennstoffzellentypen auf; sie schneidet jedoch für beide untersuchten Kategorien günstiger ab als die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme mit Werten für den Primärenergiebedarf von 8,75 GWh/a und kumulierten CO₂-Emissionen in Höhe von 1.800 t_{CO2}/a. Durch den Einsatz von BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Klärgas zur Energieversorgung der Modellkläranlage lassen sich gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme ebenfalls Vorteile beim Primärenergiebedarf und bei den kumulierten CO₂-Emissionen realisieren, allerdings in geringerem Umfang, als dies durch den Einsatz von Brennstoffzellen möglich wäre.

Die wirtschaftliche Analyse des Versorgungsfalls Modellkläranlage weist beiden Brennstoffzellen gegenüber dem BHKW höhere Vollkosten der Energieversorgung zu. Auch die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme schneidet unter den aktuellen Rahmenbedingungen wirtschaftlich günstiger ab als der Brennstoffzelleneinsatz. Die Ursache für den

ökonomischen Nachteil der Brennstoffzellen liegt in den aktuell hohen Investitionskosten. Um mit der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme kostenseitig konkurrieren zu können, müssen die Investitionskosten der Brennstoffzellen um jeweils 50 % auf Werte von 3.330 €/kW_{el} (300 kW_{el}-MCFC) bzw. 5.340 €/kW_{el} (200 kW_{el}-SOFC) sinken. Die entsprechenden Werte für die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu BHKW betragen 1.330 €/kW_{el} (300 kW_{el}-MCFC) bzw. 2.140 €/kW_{el} (200 kW_{el}-SOFC), was gegenüber den aktuellen Werten einer notwendigen Kostenreduktion um 80 % entspricht. Mit den aktuellen Investitionskosten lassen sich CO₂-Vermeidungskosten von 74 €/tCO₂ (MCFC) bzw. 138 €/tCO₂ (SOFC) gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme erreichen. Gegenüber dem BHKW-Einsatz betragen die aktuellen CO₂-Vermeidungskosten der Brennstoffzellen im günstigsten Fall 680 €/tCO₂ (MCFC) bzw. 851 €/tCO₂ (SOFC).

Reduzierung des Stromverbrauchs

In einem weiteren Schritt wird die bisherige Anlagentechnik der Modellkläranlage durch Komponenten und Baugruppen mit reduziertem Energiebedarf ersetzt. Dabei bleibt das Verfahrensschema der Modellkläranlage unverändert. Mit der neuen Anlagentechnik kann der Strombedarf der Modellkläranlage bis auf 2,00 GWh_{el}/a reduziert werden. Gegenüber der herkömmlichen Anlagentechnik bedeutet dies eine Einsparung von 25,4 %. Die Werte für den Wärmebedarf der Kläranlage und das Klärgasaufkommen bleiben unverändert. Durch den Einsatz stromsparender Anlagentechnik lässt sich sowohl der Primärenergiebedarf als auch der CO₂-Ausstoß gegenüber der Verwendung herkömmlicher Anlagentechnik, unabhängig von der gewählten Art der Energieversorgung, deutlich senken. Die Einsparungen beim Primärenergiebedarf betragen für die jeweils optimalen Anlagengrößen der Brennstoffzellen 27,4 % (MCFC) bzw. 28 % (SOFC), die kumulierten CO₂-Emissionen gehen um 87 % (MCFC) bzw. 95 % (SOFC) zurück. Auch bei der Energieversorgung der Modellkläranlage mit energiesparender Anlagentechnik durch BHKW oder getrennte Erzeugung von Strom und Wärme sinken die Werte gegenüber der Anlage mit durchschnittlicher Anlagentechnik. Für das BHKW ergeben sich Reduktionen des Primärenergiebedarfs um 24 % und der kumulierten CO₂-Emissionen von 57 %. Die entsprechenden Werte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme betragen 19 % Einsparung beim Primärenergiebedarf und 25 % bei den kumulierten CO₂-Emissionen. Es zeigt sich, dass sich auch durch den Einsatz energiesparender Kläranlagentechnik, unabhängig von der eingesetzten Technologie zur Energieversorgung der Kläranlage, beträchtliche Effekte bezüglich Treibhausgasminderung und Ressourcenschonung erzielen lassen. In diesem Fall lässt sich durch den Einsatz der Brennstoffzellen eine Stromautarkie der Kläranlage erreichen, d. h., es kann geringfügig mehr Strom ins Netz eingespeist werden, als bezogen wird. Dieser Effekt tritt jedoch nur bei gleichzeitigem Zukauf von Erdgas zur Wärmeversorgung bei Spitzenlastzeiten ein, so dass die vollständige Energieautarkie noch nicht ganz erreicht wird.

Leider liegen zur Modernisierung der Anlagentechnik keine Kostendaten vor. Daher lassen sich für diesen Fall weder die Betriebskosten noch die CO₂-Vermeidungskosten ermitteln. Da sowohl der Primärenergiebedarf als auch der CO₂-Ausstoß genau um die von der Erzeugung der eingesparten Strommengen verursachten Menge zurückgehen, bleiben auch die optimalen Anlagengrößen beider Brennstoffzellen gegenüber der Modellkläranlage mit durchschnittlicher Anlagentechnik unverändert.

Potenzialabschätzung für Baden-Württemberg

Als abschließender Schritt werden die technischen Potenziale der Klärgasnutzung in Baden-Württemberg bestimmt. Dabei ergeben sich technische Neubaupotenziale für Brennstoffzellen von 4,4 MW_{el} (MCFC) bzw. 4,7 MW_{el} (SOFC) sowie technische Potenziale aus dem Ersatz bestehender BHKW von 28,7 MW_{el} (MCFC) bzw. 30,1 MW_{el} (SOFC). Die daraus resultierenden technischen Gesamtpotenziale der Brennstoffzellen betragen 33,1 MW_{el} (MCFC) bzw. 34,8 MW_{el} (SOFC). Mit diesen Anlagen könnten jährliche Strommengen von 249 GWh_{el} (MCFC) bzw. 261 GWh_{el} (SOFC) erzeugt werden. Die technischen Potenziale der Brennstoffzelle fallen v. a. auf größeren Kläranlagen an. Diese besitzen einen hohen Anteil am gesamten Klärgasaufkommen in Baden-Württemberg. Dagegen fallen auf kleineren Kläranlagen nur in Ausnahmefällen ausreichende Klärgasmengen zum sinnvollen Betrieb einer Brennstoffzelle an.

Analog zu anderen Technologien der Stromerzeugung (BHKW, Gasturbinen, etc.) sind auch Brennstoffzellen aus wirtschaftlichen Gründen nicht in jeder beliebigen Leistungsgröße am Markt verfügbar. Die derzeit existierenden Demonstrationsanlagen der Hochtemperaturbrennstoffzellen weisen elektrische Leistungen in einem Bereich zwischen 200 und 300 kW_{el} auf. Mittelfristig sind marktverfügbare Modulgrößen von 125 kW_{el} zu erwarten. Für diesen Fall betragen die technischen Gesamtpotenziale zur Klärgasverstromung in Baden-Württemberg 22,6 MW_{el} (MCFC) bzw. 24,1 MW_{el} (SOFC). Die mit diesen Anlagen produzierbaren Strommengen belaufen sich auf 170 GWh_{el}/a (MCFC) bzw. 181 GWh_{el}/a. Damit können 61 % (MCFC) bzw. 62 % der in Baden-Württemberg anfallenden Klärgasmenge in Brennstoffzellen genutzt werden.

Langfristig sind auch kleinere Modulgrößen von Hochtemperaturbrennstoffzellen denkbar. Bei Modulgrößen von 50 kW_{el} betragen die technischen Gesamtpotenziale der Klärgasverstromung in Baden-Württemberg 29,5 MW_{el} (MCFC) bzw. 30,5 MW_{el} (SOFC), womit sich Jahresstrommengen von 221 GWh_{el} (MCFC) bzw. 229 GWh_{el} (SOFC) erzeugen lassen. Für diesen Fall beträgt der Anteil der in Brennstoffzellen nutzbaren Klärgasproduktion 79 % (MCFC) bzw. 78 % (SOFC).

Ein weiterer Punkt der Potenzialabschätzung ist die Ermittlung des zusätzlichen Potenzials der Klärgasnutzung in BHKW. In Baden-Württemberg sind derzeit 30,9 MW_{el} BHKW-Leistung auf Kläranlagen installiert, mit denen 93,6 MWh_{el}/a Strom erzeugt werden. Der Hauptteil entfällt dabei auf Kläranlagen der Klasse 5.

Aus den bislang nicht zur Stromerzeugung genutzten Klärgasmengen errechnet sich ein technisches Zuwachspotenzial der BHKW von 8,0 MW_{el}, mit dem sich 60,4 GWh_{el}/a Strom erzeugen lassen. Der Hauptteil des Zuwachspotenzials entfällt mit 7,6 MW_{el} bzw. 57,0 GWh_{el}/a ebenfalls auf größere Kläranlagen. Dagegen bestehen auf kleineren Kläranlagen für die derzeit anfallenden Klärgasmengen keine bedeutenden Zuwachspotenziale mehr.

Empfehlungen

Für Kläranlagenbetreiber und Brennstoffzellenhersteller können als Ergebnis der Forschungsarbeiten zahlreiche Handlungsempfehlungen ausgesprochen werden.

Handlungsempfehlung an Kläranlagenbetreiber:

Um Einsparpotenziale beim Energieverbrauch der Kläranlage definieren und nutzen zu können, bedarf es der Ermittlung des exakten Strom- und Wärmebedarfs nach Baugruppen und Komponenten in möglichst hoher zeitlicher Auflösung. Hierzu sollten geeignete Messapparaturen auf Kläranlagen eingebaut sowie die jeweiligen Verbräuche laufend bestimmt und aufgezeichnet werden. Diese Verbrauchswerte können mit äußeren Einflüssen auf den Kläranlagenbetrieb, wie Abwassertemperatur, Lufttemperatur, Abwasserzulaufmenge, Niederschläge etc., korreliert werden. Aus den so gewonnenen Daten lassen sich für jede Kläranlage individuell Indikatoren zur Reduzierung des Energieverbrauchs ableiten.

Mit der Installation stromsparender Anlagentechnik lassen sich auch ohne Brennstoffzeleinsatz nicht nur der Primärenergiebedarf und die Betriebskosten senken, darüber hinaus ergeben sich auch beträchtliche ökologische Vorteile durch eine drastische Reduktion der kumulierten CO₂-Emissionen der Kläranlage. Gerade bei eventuell erforderlichen Neuinvestitionen sollte dieser Aspekt berücksichtigt werden. Daneben bestehen weitere Energieeinsparpotenziale durch den Einsatz verbesserter Wärmedämmung und der Anwendung energiesparender Verfahren zur Abwasserreinigung. Während die Verringerung der Wärmeverluste kurzfristig erreicht werden kann, stellt jede Umstellung im Verfahrensablauf eine Maßnahme mit entsprechend langer Vorlaufzeit dar, bei der stets die Auswirkungen auf die gesamte Kläranlage betrachtet werden müssen. Beim Betrieb der Kläranlage soll das Personal dazu angehalten werden, dem Leitfaden zur Senkung des Stromverbrauchs auf Kläranlagen /ATV 1999/ zu folgen.

Im Zuge der Potenzialermittlung stellen sich die auf Kläranlagen in Baden-Württemberg installierten BHKW-Kapazitäten als über weite Strecken überdimensioniert heraus, mit der Folge wirtschaftlich nicht optimaler Betriebsweisen mit geringen Jahresnutzungen. Auch werden noch nicht alle vorhandenen BHKW in klärgasgeführter Fahrweise betrieben, wodurch nicht nur die maximal mögliche Stromproduktion aus Klärgas verfehlt wird, sondern auch dem Betreiber geringere EEG-Einspeisevergütungen gewährt werden. Außerdem

steigen durch unvollständige Verstromung des Klärgasaufkommens die kumulierten CO₂-Emissionen der Kläranlage durch den erforderlichen höheren Fremdstrombezug.

Für Kläranlagen ohne bisherige eigene Stromerzeugung empfiehlt sich aus ökologischen Gründen die Installation von Stromerzeugungsanlagen, mit dem Einbau optimal dimensionierter BHKW können auch wirtschaftliche Vorteile erzielt werden. Dagegen rechnet sich der Bau von Behältern zur jahreszeitübergreifenden Speicherung von Klärgas wegen der hohen Investitions- und Betriebskosten im Allgemeinen nicht.

Handlungsempfehlung an Brennstoffzellenhersteller:

Der größte Nachteil der zur Klärgasverstromung geeigneten Brennstoffzellen liegt in den im Vergleich mit konkurrierenden Technologien zu hohen Investitionskosten. Hier sind erhebliche Kostensenkungen erforderlich, die v. a. durch Einführung von Serienfertigung, aber auch durch apparative Vereinfachungen der Anlagen erzielt werden können.

Zu einer möglichst optimalen Abdeckung des Marktsegments Klärgasverstromung empfiehlt sich die Markteinführung kleinerer Leistungsgrößen von Brennstoffzellen. Einen ersten Schritt könnten Anlagen mit elektrischen Leistungen von 125 kW_{el} darstellen, langfristig sind Modulgrößen von 50 kW_{el} wünschenswert.

Für die Hersteller von SOFC-Anlagen steht eine Zulassung der Brennstoffzellen nach DVGW G 262 noch aus, die nicht nur für die Klärgasverstromung, sondern auch für die Nutzung weiterer biogener Brenngase, bspw. Biogas, erforderlich ist.

Weiterer Forschungsbedarf

Kläranlagenseitig steht die weitere Erforschung von Wegen zur energieautarken Kläranlage im Mittelpunkt, hierbei sind v. a. Verfahrenskonzepte der Abwasserreinigung mit geringem Energiebedarf noch unzureichend erforscht. Auch bei der Ermittlung der Investitions- und Betriebskosten von energiesparender Anlagentechnik besteht noch erheblicher Forschungsbedarf. Weiterhin sind Analysen des Energieverbrauchs (Strom und Wärme) von Kläranlagen in möglichst hoher zeitlicher Auflösung nach Verbrauchergruppen mit dem Ziel der Bestimmung von Richtwerten sowohl aus ökologischen als auch aus ökonomischen Aspekten ein vielversprechendes Forschungsgebiet. Daraus kann im weiteren auch eine Korrelation zwischen erforderlichen anlagentechnischen Investitionen und damit erreichbaren Energiesparpotenzialen auf Kläranlagen ermittelt werden.

Der Einsatz von Elektrolyseuren auf Kläranlagen kann im Rahmen des vorliegenden Projekts u. a. wegen fehlender überschüssiger Strommengen nicht näher erörtert werden. Angesichts der Entwicklung im Bereich der Wasserstoffwirtschaft muss diese Technologie bezüglich der sowohl in technischer als auch in ökonomischer Hinsicht zu erwartenden Fortschritte im Auge behalten werden.

Die Klärschlamm Entsorgung in Baden-Württemberg scheint mittelfristig gesichert; durch sich abzeichnende Änderungen der rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

müssen die Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Entsorgungswege jedoch laufend hinterfragt werden. Insbesondere sind hierbei die anstehenden Veränderungen in der deutschen Kraftwerkslandschaft, die bisher große Mengen an Klärschlamm aufnimmt, zu berücksichtigen.

Die offenen Fragen auf Seiten der Brennstoffzelle lassen sich zweckmäßig in einem entsprechenden Pilotprojekt behandeln. Dem Pilotprojekt soll eine Vorbild-, Informations- und Verbreitungsfunktion des Einsatzes von Brennstoffzellen im Nischenmarkt Kläranlage zukommen. Den Kern des Pilotprojekts sollte der Demonstrationsbetrieb einer Hochtemperaturbrennstoffzelle auf einer Kläranlage in Baden-Württemberg über einen längeren Zeitraum bilden. Neben dem Nachweis der prinzipiellen Machbarkeit der Klärgasverstromung in Hochtemperaturbrennstoffzellen dient der Dauerbetrieb zur Ermittlung und wissenschaftlichen Auswertung von Betriebsdaten. Im Rahmen des Pilotprojektes sollte die Einbindung der Brennstoffzelle in den Kläranlagenbetrieb erforscht werden. Hierbei ist zunächst die Realisierung einer Aufbereitungsanlage zur Klärgasreinigung erforderlich, mit der das anfallende Klärgas an die Anforderungen der eingesetzten Brennstoffzelle angepasst werden kann. Des weiteren ist die Nutzung der beim Betrieb entstehenden Abwärme durch Integration der Brennstoffzelle ins Wärmeversorgungsnetz der Kläranlage sicherzustellen.

In der Betriebsphase der Brennstoffzelle können aus den erhaltenen Betriebsdaten Degradationseffekte und Teillastwirkungsgrade für die Klärgasnutzung ermittelt werden. Durch Variation der Anteile von CH_4 und CO_2 im Klärgas lassen sich Aussagen zur Nutzbarkeit weiterer biogener Brenngase in Brennstoffzellen gewinnen. Von besonderem Interesse ist hierbei die Ermittlung von Systemwirkungsgraden für einzelne Gassorten. Ein weiterer wesentlicher Punkt im Rahmen des Pilotprojekts wäre die Ermittlung von Rahmendaten zum Personal- und Wartungsbedarf von Hochtemperaturbrennstoffzellen im Dauerbetrieb, über die bisher ebenfalls noch keine wissenschaftlich gesicherten Erkenntnisse vorliegen.

9 Literaturverzeichnis

/AbwV 2004/

Verordnung über Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer
AbwV - Abwasserverordnung. Juni 2004

/ATV 1996/

ATV-Handbuch Klärschlamm, 4. Auflage, Ernst & Sohn, 1996

/ATV 1999/

Senkung des Stromverbrauchs auf Kläranlagen – Leitfaden für das Betriebspersonal, ATV-Landesgruppe Baden-Württemberg, 1999

/ATV-DVWK 2000/

Arbeitsblatt ATV-DVWK A131: Bemessung von einstufigen Belebungsanlagen,
Mai 2000

/ATV-DVWK 2002a/

Merkblatt ATV-DVWK M363: Herkunft, Aufbereitung und Verwertung von Biogas, August 2002

/ATV-DVWK 2002b/

Kläranlagen- und Kanalnachbarschaften Baden-Württemberg 2002. ATV-DVWK
Landesverband Baden-Württemberg, 2002

/Austermann-Haun und Wendler 2000/

Austermann-Haun, U. und Wendler, D.: Co-Fermentation auf Kläranlagen - Erfahrungen aus Forschung und Praxis. Universität Hannover. Hannover, September 2000

/Briem et al. 2004/

Briem, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Ohl, M.; Moerschner, J.; Eltrop, L.; Voß, A.; Viebahn, P.; Krewitt, W.; Gürzenich, D.; Tryfonidou, R.; Wagner, H.-J.; Corradini, R.; Richter, S.: Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. Forschungsbericht i. A. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA). VDI Gesellschaft Energietechnik. Düsseldorf 2004

/Blesl et al. 2004/

Blesl, M. ; Ohl, M. ; Fahl, U.: Hochtemperaturbrennstoffzellen und deren Kostenentwicklung. BWK 56 (2004), Nr. 5, pp 72-78

/Bossel 1992/

Bossel, U.G.: Facts & Figures. International Energy Agency SOFC Task Report. IEA, April 1992

/Brautlecht 2000/

Brautlecht, P. : Technische und ökonomische Aspekte kommunaler Klärschlamm-trocknungsanlagen, Dissertation Institut für Siedlungswasserwirtschaft der Rhein.-Westf. Technischen Hochschule Aachen, 2000

/Dichtl et. al 1997/

Dichtl, N; Meyer; H.; Niehoff, H.-H.: Technisch/ wirtschaftliche Aspekte der Faulgasverwertung in Gasmotoren im Zusammenwirken von Abwasserreinigung, Schlammbehandlung, Energieautarkie und Berücksichtigung weitergehender Emissionsaspekte, Mitteilungen der Oswald-Schulze-Stiftung, Heft 22, 1997

/Durth et al. 2000/

Durth, A.; Pöpel, H.-J.; Wagner, M.: Bilanzierung und Verminderung der Menge von kommunalem Klärschlamm, Schriftenreihe WAR, Band 128, Eigenverlag, 2000

/DVGW 1991/

Nutzung von Deponie-, Klär- und Biogasen. DVGW-Merkblatt G 262. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW). Eschborn 1991

/DVGW 2000/

Gasbeschaffenheit. DVGW Regelwerk, Technische Regeln, Arbeitsblatt G 260. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW). Eschborn 2000

/Donnerbauer 2002/

Donnerbauer, R.: PEM-Brennstoffzelle setzt sich zunehmend durch. VDI nachrichten, Nr.47, 22.11.2002

/Eyerer 1996/

Eyerer, P.: Ganzheitliche Bilanzierung – Werkzeuge zum Planen und Wirtschaften in Kreisläufen. Springer Verlag. Berlin Heidelberg 1996

/Euroheat & Power 2002/

Gasreinigung verhindert Verschleiß und Motorschäden. Euroheat & Power 31 (2002), Nr.10, pp 42-45

/GEW Köln AG 2002/

Anlage Klärgasreinigung, www.brennstoffzelle-koeln.de/Pages/AnlKlaSK.htm (2002)

/Grümping 1999/

Grümping, R.: Umweltrelevante Studien zur Verteilung und zum Verhalten von Methylsiloxanen. Inauguraldissertation, Fachbereich Chemie der Universität-Gesamthochschule Essen. Essen 1999

/Haberbauer 2001/

EFFECTIVE: EU-Forschungsprojekt zur Systemintegration von Biogas- und MCFC-Technologie. In: Energieverwertungsagentur: Biogas-Brennstoffzellensysteme, Symposium über den Stand der Entwicklung und die Perspektiven, Steyr, 15. Mai 2001. Energieverwertungsagentur. Wien 2001

/Heiming et al. 1999/

Heiming, A.; Huppmann, G.; Aasberg-Petersen, K.: Auslegung und Betrieb einer Karbonatschmelze-Brennstoffzelle (MCFC) in der 100-kW-Leistungsklasse. gwf Gas-Erdgas 140 (1999), Nr.7, pp 433-438

/Henning et al. 1983/

Henning, K.-D.; Klein, J.; Jüntgen, H.: Aktivkohle-Verfahren zur Schwefelwasserstoff-Entfernung. VDI-Forschungshefte Nr. 615, VDI-Verlag. Düsseldorf 1983

/Huppmann 2001/

Huppmann, G.: Das mtu Brennstoffzellen Hot Module. Biomasseverwertung mit Karbonat-Brennstoffzellen. In: Energieverwertungsagentur: Biogas-Brennstoffzellensysteme, Symposium über den Stand der Entwicklung und die Perspektiven, Steyr, 15. Mai 2001. Energieverwertungsagentur. Wien 2001

/Imhoff und Imhoff 1999/

Imhoff, K.; Imhoff, K.R.: Taschenbuch der Stadtentwässerung, 29. Auflage, Oldenbourg Verlag, 1999

/IPCC 1997/

Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC): Greenhouse Gas Inventory Reference Manual, Volume 3. IPCC 1997

/ISO 14040 1997/

ISO14040: Ökobilanz - Prinzipien und allgemeine Anforderungen. Deutsche Fassung EN ISO 14040, Juni 1997

/ISO 14041 1997/

ISO14041: Ökobilanz - Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens sowie Sachbilanz. Deutsche Fassung EN ISO 14041, Oktober 1998

/ISO 14042 1999/

ISO14042: Ökobilanz - Wirkungsabschätzung. DIN prEN ISO 14042, Februar 1999

/ISO 14043 1998/

ISO14043: Ökobilanz - Auswertung. Deutsche Fassung prEN ISO 14043, Dezember 1998

/Kapp 1998/

Kapp, H.: Einfluss der Schlammfäulung auf die Energiebilanz von Kläranlagen, 73. Siedlungswasserwirtschaftliches Kolloquium, Stuttgart, 1998

/LfU 1998/

Stromverbrauch auf kommunalen Kläranlagen. Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg 1998

/Marheineke 2002/

Marheineke, T.: Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken. Dissertation. IER-Forschungsbericht Band 87, IER Universität Stuttgart. Stuttgart 2002

/Metzger 1998/

Metzger, J.: Untersuchung der Stoffumsätze an mit Methan betriebenen Festelektrolyt-Brennstoffzellen. Dissertation, Universität Erlangen-Nürnberg. Erlangen-Nürnberg 1998

/Müller et. al 1999/

Müller, E.; Kobel, B.; Künti, T.; Pinnekamp, J.; Böcker, K. : Handbuch Energieanalysen auf Kläranlagen, Ministerium für Umwelt, Raumordnung und Landwirtschaft des Landes NRW, 1999

/mtu 1999/

Vorgaben für MCFC-Feedgas, in: Dienhart, H.; Pehnt, M.; Nitsch, J.: Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen verschiedener Brennstoffzellensysteme in Industrie und zentraler öffentlicher Stromversorgung. DLR. Stuttgart 1999

/Nerlich 2003/

Nerlich, V.: Sulzer Hexis AG, persönliche Mitteilung

/Pock 2001/

Pock, D.: Lebenszyklusanalyse einer MCFC. Diplomarbeit, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart. Stuttgart 2001

/Saure 2003/

Saure, T.: GEW RheinEnergie AG, persönliche Mitteilung (2003)

/Schäfer 1998/

Schäfer, J.: Verfahrenstechnische Untersuchungen zur Vergärung von Biomüll und Klärschlamm. Fraunhofer IRB Verlag 1998

/Schweigkofler 2000/

Schweigkofler, M.: Bestimmung flüchtiger Siliziumverbindungen in Biogasen mittels Kanisterprobenahme und GC-MSD/AED-Analytik. Dissertation, Technische Universität München. München 2000

/Thomé-Kozmiensky 1998/

Thomé-Kozmiensky, K.J.: Klärschlamm Entsorgung, TK-Verlag. Neuruppin 1998

/UBA 1995/:

Umweltbundesamt (UBA): Methodik der produktbezogenen Ökobilanzen - Wirkungsbilanz und Bewertung. Texte 23/95 des Umweltbundesamtes. Berlin 1995

/United States Department of Energy (USDOE) 2000/

Fuel Cell Handbook, 5th edition. United States Department of Energy, Office of Fossil Energy, Morgantown WV. Morgantown 2000

/VDI 1996/

Verein Deutscher Ingenieure (VDI): Kumulierter Energieaufwand - Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden. Entwurf zur VDI-Richtlinie 4600. Fassung vom 20. Mai 1996

/Viebahn, Krewitt 2004/

Briem, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Ohl, M.; Moerschner, J.; Eltrop, L.; Voß, A.; Viebahn, P.; Krewitt, W.; Gürzenich, D.; Tryfonidou, R.; Wagner, H.-J.; Corradini, R.; Richter, S.: Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. Forschungsbericht i. A. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA). VDI Gesellschaft Energietechnik. Düsseldorf 2004

/VIK 1999/

Brennstoffzellen. VIK-Berichte Nr. 214. VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwerkswirtschaft e.V. Essen 1999

/Weindorf und Bünger 1997/

Weindorf, W.; Bünger, U.: Verfahren zur Reinigung von Wasserstoff aus der Erdgasreformierung. BWK 49 (1997), Nr. 7/8, pp 62-65

/Zapp 1998/

Zapp, P.: Ganzheitliche Material- und Energieflussanalyse von SOFC-Hochtemperaturbrennstoffzellen. Dissertation. Berichte des Forschungszentrums Jülich, Nr. 3497. Forschungszentrum Jülich GmbH. Jülich 1998

Anhang

Fragebogenaktion – Klärtechnische Fragen

Kläranlage		
Ansprechpartner / Telefonnummer		
Daten aus Betriebsjahr		
Ausbau-EW		
Angeschlossene EW		
Abwasserreinigungsschritte (Vorklärung, Biologisches Verfahren,...)		
Schlammbehandlung (mesophile Faulung, Entwässerung..)		
Faulbehältervolumen [m ³]		
Gasspeichervolumen [m ³]		
Primärschlamm	[m ³ /a]	
	TS _{PS} [g/l]	
Überschuss- schlamm	[m ³ /a]	
	TS _{ÜS} [g/l]	
Faulgasanfall [Nm ³ /a]		
Faulgas-Zusammensetzung (CH ₄ , CO ₂ , H ₂ S, Partikel, Halogene, Siloxane, Feuchte, Sonst.)		

Energetische Fragen

Anzahl Module BHKW	
Leistung BHKW [$\text{kW}_{\text{elektrisch}}$], [$\text{kW}_{\text{thermisch}}$]	
Betriebsstunden BHKW [h/a]	
Leistung Heizkessel [$\text{kW}_{\text{thermisch}}$]	
Verbrauch Heizöl [l/a]	
Einkauf Erdgas [Nm^3/a]	
Erzeugte Strommenge [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{a}$]	
Erzeugte Wärmemenge [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{a}$] (Ablesung Wärmemengenzähler)	
Stromverbrauch gesamt [kWh/a]	
Minimum in welchem Monat [kWh]	
Maximum in welchem Monat [kWh]	
Wärmebedarf gesamt [kWh/a]	
Minimum in welchem Monat [kWh]	
Maximum in welchem Monat [kWh]	