

T.B.E.
Technische Beratung Energie GmbH

Abschlussbericht
zum Betrieb der Brennstoffzellenanlage
im Klärwerk Köln-Rodenkirchen



Datum: April 2010
Berichtszeitraum: März 2000 bis April 2009

Im Auftrag der RheinEnergie AG in Köln und in Zusammenarbeit mit den Stadtentwässerungsbetrieben Köln AöR führte die T.B.E. GmbH eine Betriebsdatenerfassung und Auswertung zu dem Betrieb einer Brennstoffzellenanlage durch.

Der vorliegende Abschlussbericht dokumentiert den Betrieb der ersten klärgasbetriebenen Brennstoffzellenanlage Europas am Standort Köln-Rodenkirchen.

Zugrunde gelegt sind die archivierten Betriebsdaten aus den Jahren 2000 bis Anfang 2009 sowie weitere Notizen und Aufzeichnungen aus dem laufenden Betrieb.

Das Vorhaben wird durch das Ministerium für Umwelt- und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen finanziell unterstützt.

T.B.E.
Technische Beratung Energie GmbH
www.tbe.de
Tel.: 02 03 / 99 54 60
Bereich: Neue Technologien

Duisburg, 22.04.2010

Dr. Helmut Knappstein

Dipl.-Ing. Uwe Dietze

Inhalt:

1.	Vorwort	1
2.	Einleitung	4
	2.1. Allgemeines.....	4
	2.2. Technische Beschreibung der Brennstoffzellenanlage	6
3.	Betrieb im Jahr 2000	10
	3.1. Erste Betriebsergebnisse	10
4.	Betrieb im Jahr 2001	11
	4.1. Störungen der Kältemaschine	11
	4.2. Nachbesserung der Reformerisolierung	12
	4.3. Mangelhafte Wasserqualität.....	13
5.	Betrieb im Jahr 2002	16
	5.1. Inverterschaden.....	16
6.	Betrieb im Jahr 2003	17
	6.1. Wiederkehrende Druckbehälterprüfung und Innere Prüfung	17
	6.2. Längster unterbrechungsfreier Lauf.....	18
7.	Betrieb im Jahr 2004	19
	7.1. Inverterschaden.....	19
	7.2. Temperaturwächter in der Speisewasserleitung	19
	7.3. Defekte Startheizung.....	19
8.	Betrieb im Jahr 2005	21
	8.1. Jahreswartung 2005.....	21
9.	Betrieb im Jahr 2006	22
	9.1. Temperaturabfall Kühlsystem Zellenstapel.....	22
	9.2. Ausbau und Überholung des Zellenstapels	23
	9.3. Inspektion des Zellenstapels	25
	9.4. Elektrolytnachfüllung	26
	9.5. Werkstest nach erfolgter Elektrolytnachfüllung.....	27
10.	Betrieb im Jahr 2007	28
	10.1. Wiederinbetriebnahme des Zellenstapels.....	28

10.2.	Gasanalysen	30
10.3.	Strom – Spannungskennlinien.....	31
10.4.	Erreichen der 40.000 Betriebsstunden	33
10.5.	Austausch Signalwandler Kathoden-Zuluftventil	33
11.	Betrieb im Jahr 2008.....	34
11.1.	Jahreswartung und TÜV Prüfung	34
12.	Betrieb im Jahr 2009.....	35
12.1.	Controller Austausch und Wiederinbetriebnahme.....	35
12.2.	Austausch Rückschlagventil und Invertersteuerung	36
12.3.	Austausch Nachspeisepumpe	37
12.4.	Anlagenbewertung durch den Hersteller.....	38
13.	Energiebilanz und Lastprofil.....	42
14.	Betriebsmittel.....	45
15.	Anlagenzuverlässigkeit	46
15.1.	Verfügbarkeit.....	46
15.2.	Anzahl der Störungen.....	52
15.3.	Durchschnittliche Betriebs- und Stillstandszeiten.....	53
16.	Alterungsverhalten einer Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)	55
16.1.	Betriebsgrenze	57
17.	Weltweite Brennstoffzellenaktivitäten mit Sondergasen	60
17.1.	Anlagenbeispiele	63
17.2.	Verfügbare Anlagentypen.....	68
17.3.	Entwicklungen bei UTC Power (PAFC-Technologie)	69
17.4.	Entwicklungen bei MTU Onsite Energy (MCFC-Technologie).....	70
17.5.	Entwicklungen bei FCE (MCFC-Technologie):.....	71
18.	Alternative Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas.....	72
18.1.	Gasmotoren	72
18.2.	Zündstrahlmotoren	73
18.3.	Mikrogasturbinen.....	74
18.4.	Brennstoffzellen.....	76
18.5.	Gaswärmepumpen	78

18.6.	Stirling-Motoren	79
18.7.	ORC-Anlagen	80
18.8.	Klärgas-Aufbereitung auf Erdgasqualität	82
18.9.	Nutzung in einer Erdgas-Tankstelle.....	86
18.10.	Erzeugung von Wasserstoff	87
19.	Bewertungsmatrix zu den alt. Nutzungsmöglichkeiten	90
19.1.	Technische Bewertung	90
19.2.	Marktwirtschaftliche Bewertung	93
19.3.	Gesamtbewertung	96
20.	Wirtschaftlichkeitsuntersuchung der alt. Nutzungsmöglichkeiten.....	97
20.1.	Technische Daten der ausgewählten Verfahren	97
20.2.	Investitionskosten	98
20.3.	Betriebs-, Wartungs- und Instandsetzungskosten	99
20.4.	Kraftstoffkosten	99
20.5.	Strom- und Wärmepreise	99
20.6.	Jahres-Vollbenutzungsstunden	100
20.7.	Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	100
21.	Sensitivitätsanalyse zur Wirtschaftlichkeitsuntersuchung	102
21.1.	Änderung der Investitionskosten	102
21.2.	Änderung der Betriebskosten pro Jahr	103
21.3.	Änderung der Betriebszeit pro Jahr	104
21.4.	Änderung der Strom- bzw. Wärmepreise	104
22.	Fördermöglichkeiten der alt. Nutzungsmöglichkeiten	106
22.1.	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- u. Brennstoffzellentechnologie (NIP)	107
22.2.	BMU-Umweltinnovationsprogramm (UIP)	108
22.3.	ERP-Umwelt- und Energieeffizienzprogramm	109
22.4.	KfW-Programm „Erneuerbare Energien“	111
22.5.	KfW-Programm „Kommunal Investieren“	112
22.6.	Erneuerbare Energie Gesetz (EEG)	113
22.7.	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK).....	114
22.8.	Technologieprogramm Klimaschutz und Energieeffizienz	115

22.9.	progres.nrw (Programmbereich Markteinführung)	115
22.10.	progres.nrw (Programmbereich Innovation)	117
22.11.	Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm)	117
22.12.	Kumulierung von Förderprogrammen	118
23.	Zukünftige Einsatzchancen der alternativen Nutzungsmöglichkeiten	119
24.	Fazit	122
25.	Literaturverzeichnis.....	124
26.	Anhang	125

1. Vorwort

Im Jahr 1996 habe ich zum ersten Mal das Fuel Cell Seminar besucht, die wohl weltweit größte Fachmesse zum Thema Brennstoffzellen. Es herrschte eine euphorische Aufbruchstimmung in der noch jungen Brennstoffzellenbranche: Die Firma ONSI hatte kurz zuvor das PAFC-Produkt "PC25C" in den Markt eingeführt und kündigte auf dem Seminar an, im ersten Jahr bereits über 100 Stück verkauft zu haben. Die Energy Research Company war gerade dabei, die weltweit größte MCFC mit rund 2 MW elektrischer Leistung in Santa Clara, CA. aufzubauen und begann mit der Vermarktung unter dem Namen Fuel Cell Energy. Und namhafte Autohersteller beteiligten sich mit viel Geld am kanadischen Hersteller Ballard, denn jeder wusste, dass Brennstoffzellenfahrzeugen die Zukunft gehört.

Diese Aufbruchstimmung übertrug sich auch auf den deutschen Markt für die Kraft-Wärme-Koppelung. Nach den recht erfolgreichen Feldversuchen von vier stationären ONSI-Brennstoffzellen vom Typ "PC25A" zum Anfang der 1990er Jahre in Deutschland wurden Brennstoffzellen allgemein als Zukunftstechnologie für die dezentrale Energieversorgung angesehen. Zum Jahreswechsel 1996/97 wurde das erste Nachfolgemodell "PC25C" an die Saarbrücker Stadtwerke geliefert, die eine Vorreiterrolle bei neuen Technologien einnahmen.

In diese Zeit fiel auch die Entscheidung der RheinEnergie (damals GEW Köln), ein Brennstoffzellenprojekt im Kölner Stadtgebiet realisieren zu wollen. Die ursprüngliche Planung einer großen Anlage mit einer elektrischen Leistung von 1,5 MW scheiterte letztlich daran, dass der Konsortialpartner für die Lieferung der drei Zellenstapel à 500 kW aus dem Projekt ausstieg und kein anderer Hersteller gefunden werden konnte. Gut erinnere ich mich an ein Gespräch im Herbst des Jahres 1997 bei der RheinEnergie zusammen mit der Firma CLC Ansaldo, dem damals alleinigen europäischen Distributor von ONSI für die PC25C, bei dem die Idee entstand, als Alternative zu einer Brennstoffzellen-Großanlage doch die Klärgasnutzung in einer PC25C-Brennstoffzelle zu erproben, was zu diesem Zeitpunkt in Europa noch nie realisiert worden war.

In die Zeit von der ersten Projektidee bis zur Konzepterstellung und Vertragsunterzeichnung fielen eine Reihe von Ereignissen, die das Projekt und meine eigene Berufslaufbahn betrafen. Zuerst musste ich wegen einer Betriebsschließung einen neuen Arbeitsplatz suchen, ging für ein Jahr ins Ausland und hatte in dieser Zeit mit dem Thema Brennstoffzelle nichts mehr zu tun. Ein Jahr später wurde ich dann Projektleiter für das Kölner Vorha-

ben bei der T.B.E., gerade zu dem Zeitpunkt, als die Vertragsverhandlungen zwischen der T.B.E., der CLC Ansaldo und der RheinEnergie in die Endphase traten.

CLC Ansaldo meldete 1999 Insolvenz an und konnte den Vertrag nicht mehr annehmen. ONSI wiederum sah keinerlei Anlass, in das endverhandelte Vertragswerk einzusteigen, obwohl dieses doch mit ihrem europäischen Vertreter vereinbart worden war. Dennoch hielt die RheinEnergie an dem Vorhaben fest, führte direkte Verhandlungen mit dem Hersteller ONSI und unterzeichnete im Jahr 1999 einen Vertrag mit der T.B.E. für die schlüsselfertige Lieferung, Installation und Inbetriebnahme der Brennstoffzelle und der zugehörigen Klärgas-Reinigungsanlage.

Im Jahr 1999 gab es weltweit nur vier Referenzprojekte für die Nutzung von Klärgas in Brennstoffzellen, außerdem waren noch zwei Testläufe mit Deponiegas dokumentiert. Fast alle Projekte waren in den U.S.A. realisiert worden, eines in Japan, und die wenigen bereits vorliegenden Betriebsergebnisse waren nur teilweise positiv. Auch für die Klärgas-Reinigungsanlage gab es kaum Referenzen, das von uns ausgewählte Konzept der Firma Siloxa war vorher nur einmal realisiert worden.

Trotz aller Startschwierigkeiten vor dem eigentlichen Projektbeginn wurde die Anlage termingerecht aus den U.S.A. geliefert. Die Bauarbeiter und Installateure wurden irgendwann fertig, auch wenn man während der Projektabwicklung zwischenzeitlich mal daran gezweifelt hatte, und am 8. März 2000 ging die Brennstoffzelle zum ersten Mal ans Netz.

In den folgenden neun Jahren wurde die Brennstoffzelle im Klärwerk Rodenkirchen betrieben. Nach der Weltausstellung EXPO 2000 wurde es ruhiger um dieses bis dahin europaweit einmalige Vorhaben. MTU führte das Konkurrenzprodukt HotModule ein, eine MCFC, die von ihrer Elektrochemie her besser für den Einsatz von Klärgas geeignet ist. Folgeprojekte für Brennstoffzellen auf Kläranlagen wurden nun mit dem HotModule realisiert.

Der Brennstoffzellen-Hype, den ich schon 1996 auf dem Fuel Cell Seminar so deutlich spüren konnte, erreichte einen Höhepunkt in den Jahren 2000 bis 2002, dann platzte die Blase. Aktienkurse der Brennstoffzellenhersteller – oft Garagenfirmen, hochstilisiert zu 'Industry Leaders' – erlebten Höhenflüge und stürzten dann ab. Der grenzenlose Optimismus wurde erst durch Ernüchterung, später dann zunehmend durch Realismus ersetzt, was der Branche nur gut tun kann.

ONSI wurde mehrfach umstrukturiert und stieg im Jahr 2000 aus der PAFC-Technologie aus, nur um vier Jahre später (um einige Erfahrungen mit stationären PEMFC reicher)

wieder darin einzusteigen. Die T.B.E. wurde zu einer Tochtergesellschaft der RWE Rhein-Ruhr. RWE stieg 2002 in das Brennstoffzellengeschäft ein, gründete die RWE Fuel Cells und setzte sich in Deutschland an die Spitze der Entwicklung stationärer Systeme für Haushalte, Gewerbe und Industrie. Im Rahmen einer konzerninternen Personalabstellung war ich selbst an verschiedenen Projekten der RWE Fuel Cells beteiligt. Fünf Jahre später stieg RWE wegen strategischer Neuausrichtung aus dem Brennstoffzellengeschäft wieder aus. Ich übernahm nach einem konzerninternen Arbeitsplatzwechsel neue Aufgaben bei der RWE.

Die Kölner Brennstoffzelle jedoch blieb stets da. Die ursprünglich geplante Projektlaufzeit von fünf Jahren verging, es folgte eine Verlängerung auf sechs Jahre, dann eine Verlängerung um weitere drei Jahre, verbunden mit einer Elektrolytnachfüllung am Zellenstapel. Zwar verlief der Betrieb der Brennstoffzelle keineswegs problemlos, aber die Probleme konnte man lösen. Sie waren nicht brennstoffzellenspezifisch, sondern hatten meist etwas mit der für uns ungewohnten und manchmal auch mangelhaften US-amerikanischen Technik zu tun.

Vielleicht ist dies die wichtigste Erkenntnis aus dem Kölner Projekt – Brennstoffzellen sind praxistauglich, es braucht keine Wissenschaftler in weißen Kitteln dafür, sondern Ingenieure, Monteure und Elektriker, die sich engagieren und sich in ungewohnte Technik hineinendenken können und wollen. Die Technik lässt sich besser und zuverlässiger machen, besser sogar als die herkömmlichen dezentralen Stromerzeuger mit Motoren und Turbinen. Und es geht auch preiswerter – so preiswert, dass die Technik auch wirtschaftlich wird. Ganz bestimmt.

Ich habe viele Tage und manche Nacht im Klärwerk Rodenkirchen verbracht, bei Wind und Wetter, Regen und Sonnenschein. Nun wird das Projekt beendet, Technik hält nicht ewig, irgendwann ist Schluss. Alle Ziele, die wir mit dem Kölner Projekt hatten, wurden erfüllt bzw. meist weit übertroffen. Ich werde dieses Vorhaben und die beteiligten Personen in guter Erinnerung behalten. Und, ja, ich werde das alles vermissen, manchmal.

Essen, den 24. März 2009

Dipl.-Ing. Knut Stahl

2. Einleitung

2.1. Allgemeines

Seit ihrer offiziellen Einweihung am 9. Mai 2000 betreiben die GEW RheinEnergie AG und die Stadtentwässerungsbetriebe Köln AöR (bis April 2001 Amt für Stadtentwässerung der Stadt Köln) im Klärwerk Köln-Rodenkirchen eine Brennstoffzelle vom Typ PC25C des amerikanischen Herstellers UTC Fuel Cells. Im Klärwerk entstehen als Folge der Abwasserbehandlung kontinuierlich zwischen 50 und 70 m³/h Klärgas, die in der Brennstoffzelle umweltfreundlich in Strom und Wärme umgesetzt werden. Der erzeugte elektrische Strom deckt bei Vollastbetrieb rund 50% des Eigenbedarfs im Klärwerk, die Abwärme wird im wesentlichen zur Beheizung der Faulbehälter eingesetzt. Die Erstinbetriebnahme der Anlage erfolgte am 8. März 2000.



PC25C im Klärwerk Köln-Rodenkirchen

Der Demonstrationsbetrieb war erfolgreich, die Brennstoffzelle hat in den vergangenen neun Jahren annähernd 48.000 Betriebsstunden geleistet und hat insgesamt rund 6.120 MWh Strom erzeugt. Die mittlere elektrische Leistung der Brennstoffzelle lag über den gesamten Betriebszeitraum betrachtet bei rund 130 kW.

Die nachfolgende Tabelle fasst die wesentlichen Betriebsergebnisse aus dem Zeitraum von März 2000 bis April 2009 zusammen:

Betriebszeit	47.774 h
El. Arbeit	6.120.307 kWh
Klärgaseinsatz	2.894.114 m ³
el. Wirkungsgrad	ca. 35,3 %
CO ₂ -Einsparung ¹	3.672 t

Brennstoffzellen sind galvanische Elemente, die in Umkehr der Elektrolyse aus der Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser elektrischen Strom erzeugen. Der Wasserstoff wird in einem chemischen Prozess aus Methan gewonnen, das Hauptbestandteil von Erdgas, aber auch von Klär- und Biogas ist.

Die Stromerzeugung aus Klärgas in einer Brennstoffzelle ist umweltfreundlich – es entstehen weder Stickoxide noch Kohlenmonoxid oder Schwefeldioxid, die bei einer Verbrennung des Klärgases freigesetzt werden. Das Kohlendioxid, das sowohl beim Faulprozess als auch bei der Umsetzung des Klärgases in Wasserstoff in der Brennstoffzelle entsteht, befindet sich in einem Kreislauf und wird wieder organisch gebunden.

Eine wichtige technische Innovation liegt in der Reinigung des Klärgases. In einer Aufbereitungseinheit wird dieses Klärgas von Verunreinigungen wie etwa schwefel- und halogenhaltigen Substanzen befreit. Dies geschieht durch Kühlung des Gases und nachgeschaltete Filterung mit Aktivkohle.

Der großtechnische Einsatz von Klärgas in einer Brennstoffzelle ist bislang europaweit einzigartig. Wegen ihrer Umweltverträglichkeit und ihres innovativen Charakters wurde die Brennstoffzelle im Klärwerk Rodenkirchen als Weltweites Projekt der EXPO 2000 anerkannt.

¹ gegenüber einem durchschnittlichen CO₂-Ausstoß von 600 g/kWh aus dem deutschen Kraftwerksmix

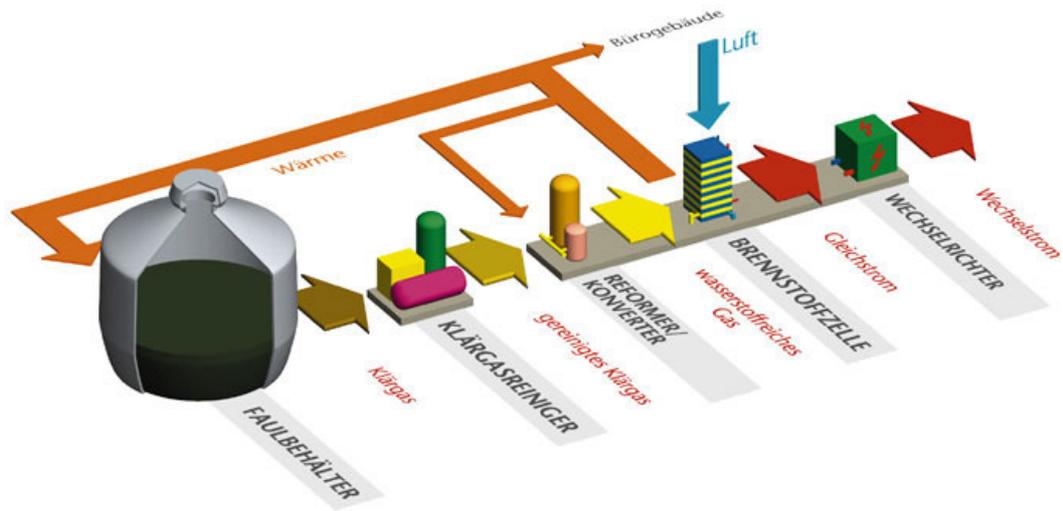
2.2. Technische Beschreibung der Brennstoffzellenanlage

Im Klärwerk Rodenkirchen ist eine Phosphorsäure-Brennstoffzelle (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC) vom Typ PC25C der amerikanischen Firma ONSI Corporation (heute UTC Power) installiert. Zum Zeitpunkt der Entscheidung über dieses Projekt im Jahre 1998 war dies weltweit die einzige kommerziell verfügbare Brennstoffzellenanlage. Seit der Markteinführung im Jahre 1995 sind mehr als 200 PC25C-Anlagen weltweit eingesetzt worden, davon rund 20 Stück für die Verwertung von Klärgas, Deponiegas oder Biogas. Letztere sind speziell für den Betrieb mit niederkalorigen Gasen modifiziert worden und können darüber hinaus bivalent mit Erdgas als Ersatzbrennstoff betrieben werden.

Die technischen Daten der PC25C Brennstoffzellenanlage sind in der nachfolgenden Tabelle zusammenfassend dargestellt:

Elektrische Leistung	200 kW
Thermische Leistung	205 kW
El. Wirkungsgrad	40 %
Elektrolyt	Phosphorsäure
Länge	5,5 m
Breite	3,0 m
Höhe	3,0 m
Gewicht	18 t

Die Brennstoffzelle im Klärwerk Rodenkirchen ist die erste in Europa, bei der Klärgas für den Prozess der Stromerzeugung eingesetzt wird. Zwischenzeitlich sind weitere Brennstoffzellen gebaut worden, etwa die Brennstoffzellen in Ahlen (Klärgas, 2005) und in Leonberg (Biogas, 2006). Es handelt sich in diesen Fällen um einen anderen Brennstoffzellentyp, die sogenannte Karbonatschmelze-Brennstoffzelle (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC), die von der Firma MTU CFC Solutions GmbH in Ottobrunn bei München hergestellt wird. Zwei weitere Anlagen sind im Jahr 2007 realisiert worden.



Verfahrensschema der Brennstoffzellenanlage Rodenkirchen

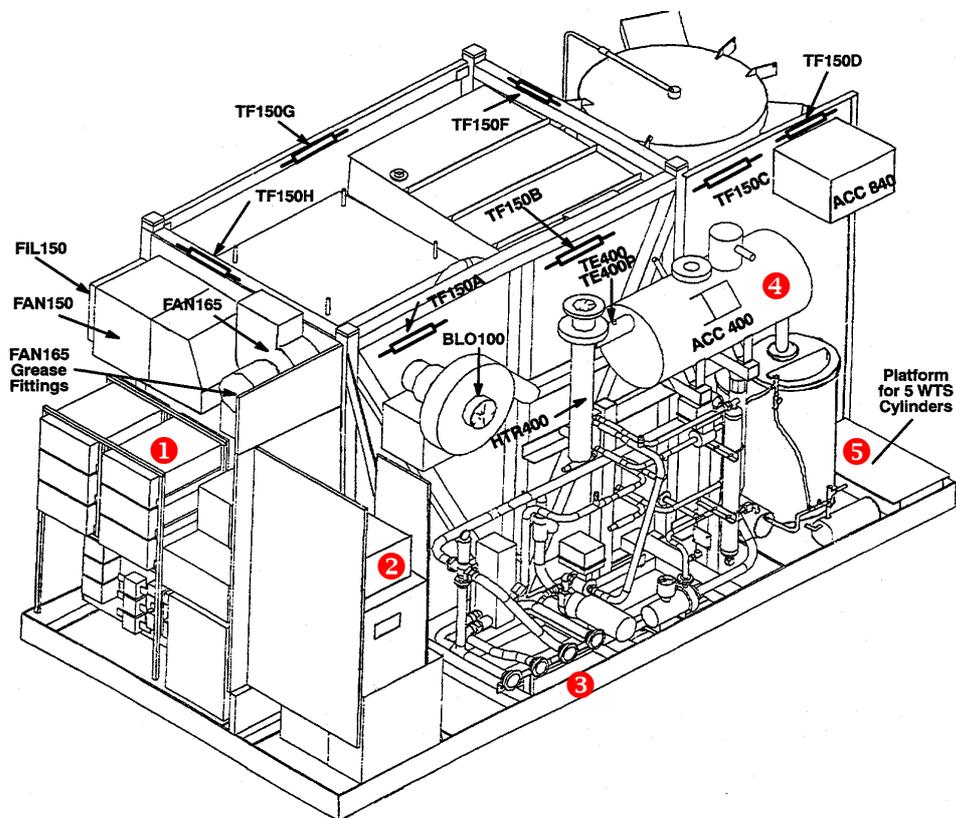
[Rheinenergie AG]

Die Brennstoffzellenanlage PC25C ist in Containerbauweise errichtet und besteht im Wesentlichen aus einem Wasserstofferzeuger (Dampfreformierung), einem Brennstoffzellenstapel, einem Kühlsystem mit interner Dampferzeugung aus Abwärme sowie einem Wechselrichter. Der Brennstoffzellenanlage sind eine Gebläsestation und eine Klärgas-Reinigungsanlage vorgeschaltet. Im Inneren des Brennstoffzellencontainers wandelt der Reformer/Konverter das gereinigte Klärgas in ein wasserstoffreiches Gas um. Bei diesem Prozess wird das Klärgas mit überhitztem Wasserdampf gemischt und im anschließenden Reformierungsprozess an einem Nickelkatalysator bei etwa 850°C in Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid umgesetzt. In einem weiteren Verfahrensschritt folgt bei etwa 300°C an einem Kupferkatalysator eine weitere Konvertierung des im Gasgemisch vorhandenen Kohlenmonoxides in Kohlendioxid, dabei wird erneut Wasserstoff gebildet.

Der für die Reformierreaktion erforderliche Dampf wird intern erzeugt, wobei die Wärme aus der Kühlung des Zellenstapels genutzt wird. Das Speisewasser wird aus dem Produkt der Brennstoffzellenreaktion gewonnen – die Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff liefert reines Wasser, das intern aus der Abluft aus dem Zellenstapel auskondensiert und recycelt wird.

Die Brennstoffzelle wandelt die im Wasserstoff enthaltene chemische Energie direkt in elektrische Energie um. Dieser Vorgang findet bei einer Temperatur von rund 200°C im Inneren des aus 256 Einzelzellen bestehenden Zellenstapels statt. Jede Einzelzelle liefert rund 600 mV bei einer Stromdichte von rund 200 mA/cm². Insgesamt liefert der Zellenstapel 160 V Gleichspannung und 1000 A Strom, der anschließend in einem Wechselrichter in Wechselspannung mit 400 V / 50 Hz umgewandelt wird.

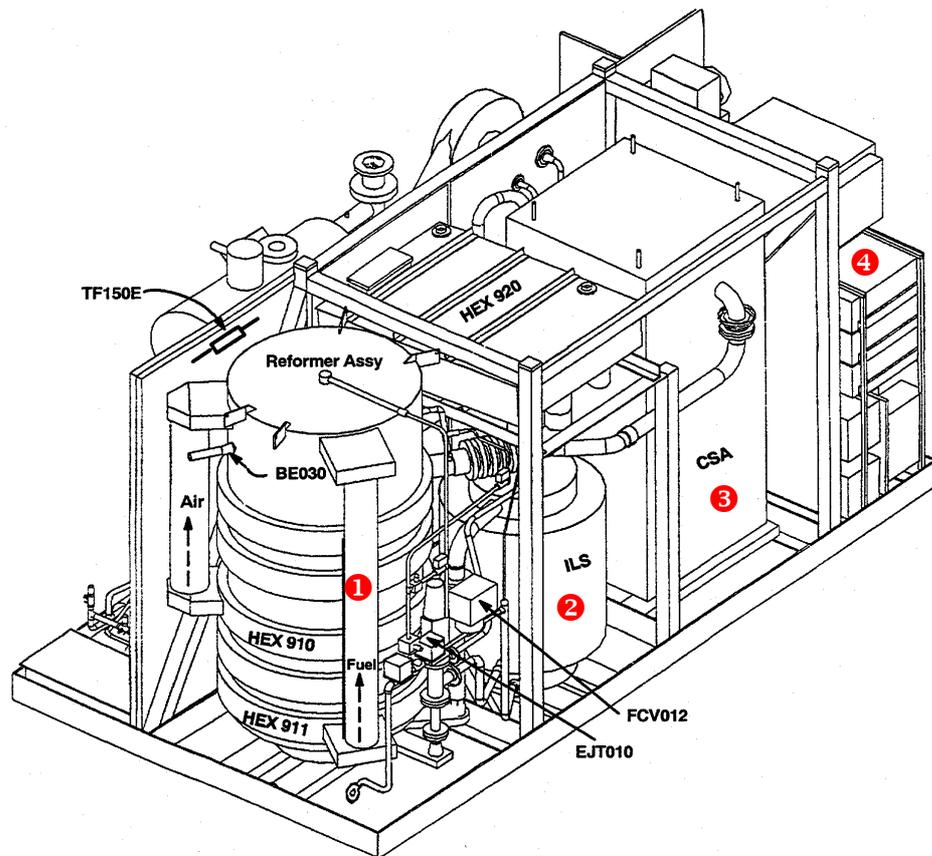
Nachfolgend ist der innere Aufbau des Brennstoffzellencontainers mit den wesentlichen Anlagenkomponenten dargestellt.



Anlagenkomponenten PC25C (Vorderseite)

Von links nach rechts sind die folgenden Komponenten dargestellt:

- ① Inverter
- ② Anlagensteuerung
- ③ Externe Anschlüsse
- ④ Dampferzeugung
- ⑤ Wasseraufbereitung



Anlagenkomponenten PC25C (Rückseite)

Von links nach rechts sind die folgenden Komponenten dargestellt:

- ① Reformer
- ② Shift Converter
- ③ Zellenstapel
- ④ Inverter

3. Betrieb im Jahr 2000

Zu Beginn des Jahres 2000 erfolgte die Installation der Brennstoffzelle, nachdem die Anlage am 8. Dezember 1999 in Köln-Rodenkirchen angeliefert worden war. Parallel begann ab Januar 2000 der Probetrieb der Klärgas-Reinigungsanlage.

Die erste Inbetriebnahme der Brennstoffzelle erfolgte am 8. März 2000. Bereits am 14. März konnte die elektrische Nennlast von 200 kW erreicht werden.

Die Leistung der Brennstoffzelle wird der täglichen Klärgasproduktion im Klärwerk angepasst, ein Dauerbetrieb mit Nennlast ist am Standort Rodenkirchen nicht möglich und war auch im vornherein nie vorgesehen.

Am 27. März wurde die Anlage für rund zwei Monate außer Betrieb genommen, da im Klärwerk Rodenkirchen noch weitere Bauarbeiten durchgeführt wurden.

Die Brennstoffzelle wurde am 9. März 2000 offiziell eingeweiht und befindet sich seit Mai 2000 im regulären Dauerbetrieb.

3.1. Erste Betriebsergebnisse

Der Betrieb im Jahre 2000 war überaus erfolgreich, alle Projektziele konnten erreicht bzw. übertroffen werden:

- Nachweis der Reinigungsleistung der Klärgas-Reinigungsanlage;
- Nachweis des kontinuierlichen Betriebes der Klärgas-Reinigungsanlage (über 5.000 Stunden störungsfreier Betrieb);
- Betrieb der Brennstoffzelle mit Klärgas bei einer maximaler elektrischer Leistung von 200 kW;
- Dauerbetrieb mit Klärgas.

Im Zeitraum vom 1. Juni bis 31. Oktober wurde die Anlage im Rahmen der Weltausstellung EXPO 2000 der Öffentlichkeit präsentiert.

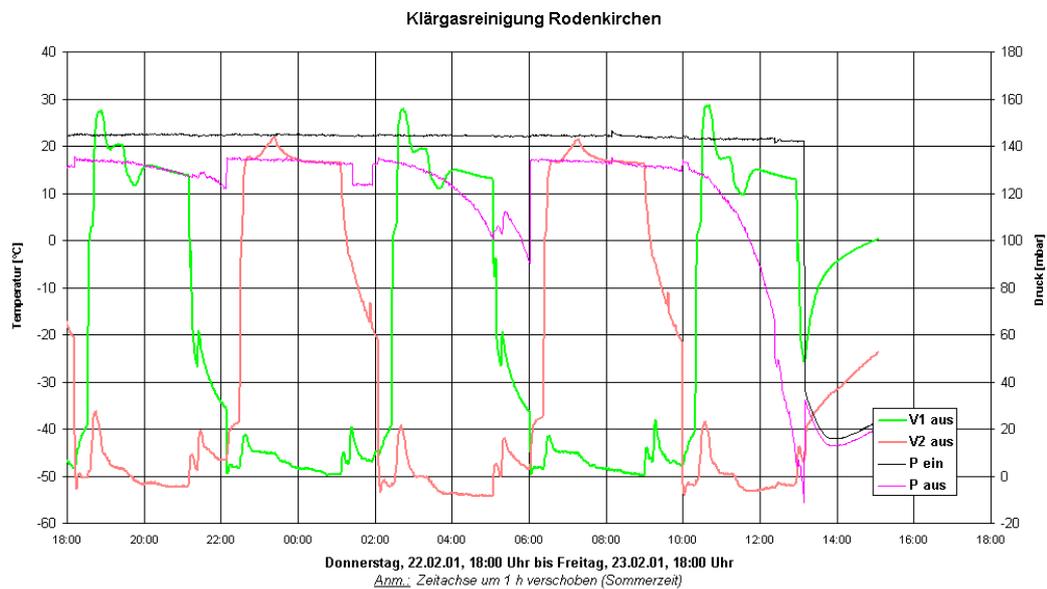
4. Betrieb im Jahr 2001

Im Jahre 2001 wurde der Dauerbetrieb der Brennstoffzelle mit Klärgas fortgesetzt. Bereits im ersten Monat des Jahres wurde das bislang beste Ergebnis hinsichtlich der erzeugten elektrischen Arbeit (über 120 Megawattstunden) erreicht.

Der weitere Betrieb der Brennstoffzelle in diesem Jahr war gekennzeichnet durch eine Reihe von Störungen, im wesentlichen verursacht durch die Gasreinigungsanlage, aber auch durch externe Einflüsse. Im Mai fand die erste Jahresrevision einschließlich der wiederkehrenden TÜV-Prüfung statt.

4.1. Störungen der Kältemaschine

In den Monaten Februar bis Mai 2001 traten sechs Funktionsstörungen in der Kältemaschine der Klärgas-Reinigungsanlage auf, die zu einer Vereisung der Gaswege und damit zur Abschaltung der Brennstoffzelle führten.



Betriebsdatenaufzeichnung der Gasreinigung während einer Vereisung

Im Sommer des Jahres entschied sich der Hersteller der Kältemaschine zu einem Umbau der kälteseitigen Verfahrenstechnik, um das System zu vereinfachen und stabilere Tiefemperaturen zu erreichen.

Trotz der Umbaumaßnahmen blieb die Kältemaschine die häufigste Störungsursache. Gegen Ende des Jahres wurde mehrfach Kältemittelmangel festgestellt. Nachdem im Abgaskondensat der Brennstoffzelle Fluor nachgewiesen wurde, bestand der dringende Verdacht einer Kältemittelleckage in das Klärgas hinein. Die Anlage wurde aus diesem Grund am 13. Dezember 2001 außer Betrieb genommen.

Eine Instandsetzung der Kältemaschine wurde aus wirtschaftlichen Gründen verworfen. Alternativ wird seit Beginn des Jahres 2002 ein anderes verfahrenstechnisches Konzept zur Gasreinigung eingesetzt, bei dem auf die extreme Tiefkühlung verzichtet wird.

4.2. Nachbesserung der Reformerisolierung

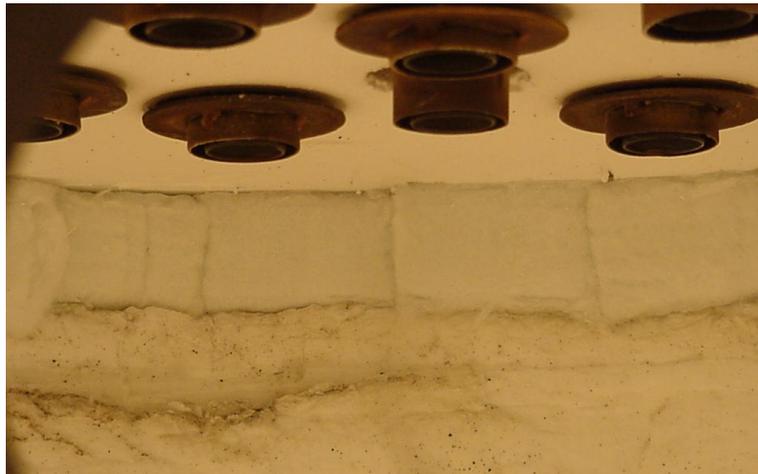
In einem Rundschreiben von UTC Fuel Cells wurden alle Betreiber von PC25C-Brennstoffzellen mit dem sog. '19 Tube Reformer' darüber informiert, dass bei diesen Reformern Mängel in der internen Wärmedämmung aufgetreten sind. Eine Messung der Oberflächentemperatur der Reformer-Außenhülle zeigte, dass auch der Reformer in der Brennstoffzelle im Klärwerk Rodenkirchen hiervon betroffen war.



Umlaufender Spalt zwischen Wand- und Deckenisolierung

Die interne Wärmedämmung des Reformers wurde durch UTC Fuel Cells im Rahmen der Gewährleistung nachgebessert. Die Arbeiten wurden vor der planmäßigen Jahresrevision im Mai 2001 durchgeführt.

Die Nachbesserungsarbeiten an der Wärmedämmung des Reformers wurden in einer separaten Fotodokumentation der T.B.E. vom 9. Mai 2001 festgehalten.

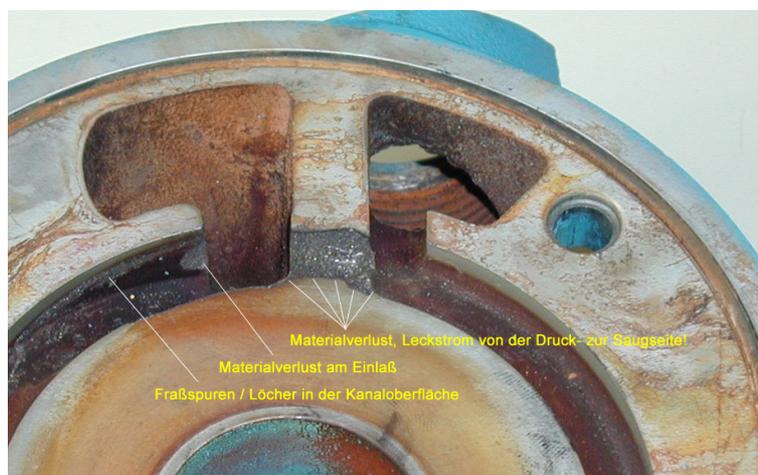


Fertig verfüllter Deckenspalt

4.3. Mangelhafte Wasserqualität

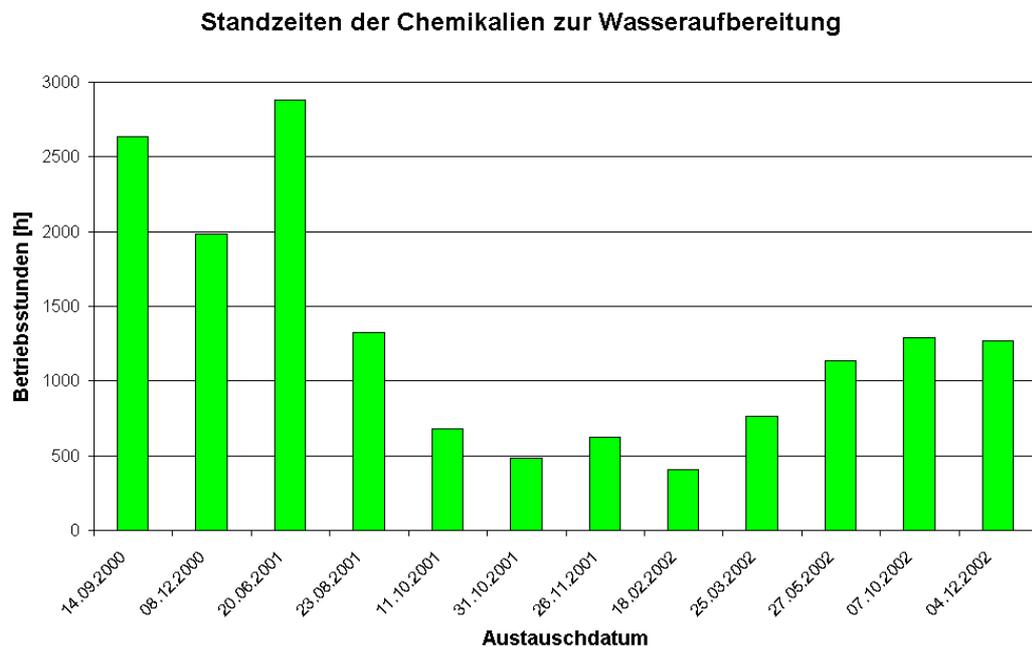
In der Brennstoffzellenanlage im Klärwerk Rodenkirchen ist eine Wasseraufbereitungsanlage integriert, die vollentsalztes Reinstwasser für die chemische Erzeugung von Wasserstoff (Dampfreformierung) bereitstellt.

Mitte des Jahres 2001 sind Probleme mit der Wasseraufbereitungsanlage aufgetreten. Erstes Anzeichen war eine stetig zunehmende Laufzeit der Speisewasserpumpe, zurückzuführen auf ein Versagen der Umwälzpumpe PMP450. Die Umwälzpumpe wurde insgesamt dreimal wegen wiederkehrender Schäden am Pumpengehäuse ausgetauscht.



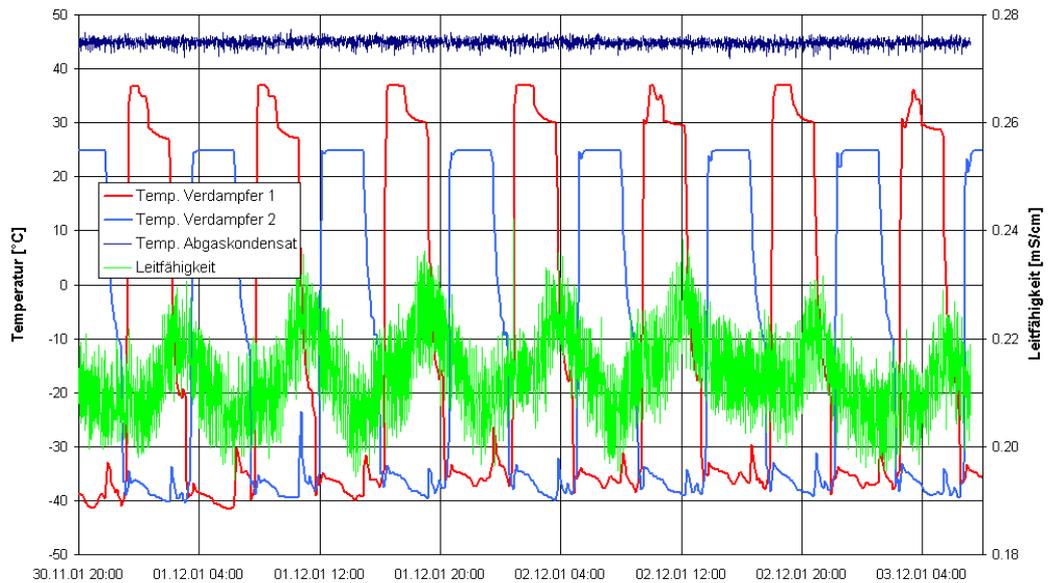
Schadensbild an der Umwälzpumpe PMP450

Zeitgleich mit den Schäden an der Umwälzpumpe PMP450 verkürzten sich die Standzeiten der Ionentauscherharze in der Wasseraufbereitungsanlage deutlich:



Standzeiten der Wasseraufbereitung

In Laboranalysen wurde ein auffällig niedriger pH-Wert im Abgaskondensat der Brennstoffzelle ermittelt (Probe vom 31.10.2001: pH-Wert = 3,27), verursacht durch eine hohe Konzentration von Fluorid-Ionen (36 mg/l F^-). Messungen der Leitfähigkeit des Abgaskondensats zeigten zyklische Veränderungen, die mit den Betriebszyklen der Verdampfer in der Kältemaschine zeitlich übereinstimmen:



*Leitfähigkeit des Abgaskondensats der Brennstoffzelle
und Betriebszyklen der Kältemaschine*

Ein Zusammenhang mit dem Kältemittelverlust aus der Kältemaschine der Gasreinigungsanlage wurde vermutet, da als Kältemittel ein fluoriertes Kohlenwasserstoff (FKW) eingesetzt wird. Die Kältemaschine wird seit dem 13. Dezember 2001 nicht weiter betrieben.

Die Überprüfung der Wasseraufbereitungsanlage der Brennstoffzelle wurde in einem separaten Bericht der T.B.E. "Untersuchung der Wasseraufbereitungsanlage in der Brennstoffzelle PC25C im Klärwerk Rodenkirchen", Oktober 2001 dokumentiert.

5. Betrieb im Jahr 2002

Zu Beginn des Jahres 2002 wurde die defekte Kältemaschine in der Gasreinigungsanlage durch eine wesentlich kleinere ersetzt. Anstelle einer Tiefkühlung des Klärgases auf minus 25°C wird das Gas nun nur noch auf rund 2°C abgekühlt. Der Anteil an auskondensierenden Schadstoffen verringert sich entsprechend, die Belastung der Aktivkohlefilter wird erhöht.

Seit Inbetriebnahme der neuen Kältemaschine sind keine Störungen der Gasreinigung mehr aufgetreten. Die Standzeiten der Aktivkohlefilter betragen vier bis sechs Monate.

In den Monaten Juni und Juli 2002 konnte die Brennstoffzelle wegen eines defekten Inverter-Einschubes nicht betrieben werden. Ansonsten verlief der Betrieb weitgehend störungsfrei, lediglich die Magnetspule des Dampfventils CV500 musste ausgetauscht werden.

5.1. Inverterschaden

Am 12. Mai 2002 erfolgte eine automatische Abschaltung der Brennstoffzelle infolge eines Überstroms am Inverter-Einschub Nr. 2. Insgesamt besteht der Inverter, der den im Zellenstapel erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom mit Netzfrequenz umwandelt, aus sechs baugleichen Einschüben. Wegen ausstehender Arbeiten am Gassystem im Klärwerk Rodenkirchen (Revision Gasometer) wurde erst Ende Juni mit der Ermittlung der Störungsursache begonnen.

Die Untersuchung ergab, dass die Leistungselektronik des betroffenen Inverter-Einschubes fehlerhaft war. Der defekte Inverter-Einschub wurde durch ein grundüberholtes Bauteil ersetzt. Zudem wurden Teile der Steuerung erneuert.

6. Betrieb im Jahr 2003

Der Betrieb im Jahr 2003 verlief ohne gravierende Vorkommnisse oder Betriebsstörungen. Bei einer routinemäßigen Kontrolle der Brennstoffzelle im Februar 2003 wurden sehr hohe CO-Gehalte im Reformierabgas festgestellt. Ursache war eine unzureichende Luftversorgung des Reformierbrenners, die Nachverbrennung des CO-Gehalts aus dem Anodenabgas der Brennstoffzelle war bei weitem unzureichend.

Das Problem wurde durch eine Neueinstellung des Brenners bzw. Anpassung der Parameter für die Luftmengenmessung behoben. Der Fall zeigt, dass Brennstoffzellen wie alle anderen technischen Einrichtungen regelmäßiger Inspektionen und Wartung bedürfen.

Am 14. März 2003 kam es bei einer Lasterhöhung zum Ausfall der Brennstoffzelle durch zu geringe Reformertemperatur. Ursache war der Ausfall des Stellantriebes des Regelventils für die Luftzufuhr zum Reformier. Der defekte Stellantrieb wurde durch das Betriebspersonal im Klärwerk Rodenkirchen durch Originalteil von UTC Fuel Cells ausgetauscht.

6.1. Wiederkehrende Druckbehälterprüfung und Innere Prüfung

Anfang Mai 2003 wurde die Brennstoffzelle heruntergefahren, um die Jahresrevision und die wiederkehrende Sachverständigenprüfung der Druckbehälter durchzuführen. Für die Brennstoffzelle sind abweichend vom üblichen 5-Jahres-Rhythmus dreijährige Intervalle für die innere Prüfung festgelegt worden, da es sich um ein U.S.-amerikanisches Produkt handelt. Die Prüfung beinhaltet in der Regel eine Inspektion des Dampfbehälters mittels Endoskopie (Suche nach Spuren von Korrosion oder Lochfraß) und ein Funktionstest des Sicherheitsventils. Darüber hinaus erfolgt jährlich eine äußere Prüfung, bei der neben der reinen Sichtprüfung auch weitere Sicherheitskriterien (wie z.B. Not-Aus-Funktion oder Auslösen verschiedener Abschaltkriterien) überprüft werden. Die durchgeführte Prüfung ergab keine Beanstandungen.

Während der Stillstandszeit wurden in der internen Wasseraufbereitungsanlage der Brennstoffzelle alle Schlauchkupplungen erneuert. Da vergleichbare Fabrikate aus Deutschland nicht ermittelt werden konnten, wurde letztlich auf Originalteile von UTC Fuel Cells zurückgegriffen. Zum Ende des Jahres wurde ein alternatives Fabrikat versuchsweise eingesetzt, das sich im Betrieb bislang bewährt.

6.2. Längster unterbrechungsfreier Lauf

Seit dem 17. Juli 2003 ist die Brennstoffzelle für den Rest des Jahres ohne Unterbrechung im Betrieb gewesen. Mit über 5.000 Betriebsstunden ohne Unterbrechung (bis zum 11. Februar 2004) ausschließlich im Klärgaseinsatz hat die Anlage im Vergleich mit vorliegenden Betriebsergebnissen anderer Standorte vermutlich einen neuen Rekord aufgestellt.

Laufzeiten ohne Unterbrechung, sog. 'Continuous Runs' werden von Brennstoffzellen-Herstellern oft veröffentlicht, um die Zuverlässigkeit und den geringen Wartungsaufwand ihrer Produkte hervorzuheben. Im Betrieb mit Erdgas haben PC25C-Anlagen mehrfach demonstriert, dass sie zwischen zwei planmäßigen Jahresrevisionen unterbrechungsfrei laufen (>9.000 h). Der längste unterbrechungsfreie Lauf einer Brennstoffzelle mit Klärgas wird wohl von der PC25C-Anlage der Sapporo Breweries in Japan gehalten (>6.200 h), jedoch wird an diesem Standort alternativ auch Erdgas eingesetzt und die Laufzeit im Klärgaseinsatz ist deutlich geringer.

7. Betrieb im Jahr 2004

Der Betrieb der Brennstoffzelle wurde im Jahr 2004 im wesentlichen nur durch einen Inverterschaden und durch den Kurzschluss eines Heizelements in der Brennstoffzelle unterbrochen. Daneben traten noch mehrere weitere Fehlfunktionen auf, die aber allesamt kurzfristig behoben werden konnten. Im Jahr 2004 wurden rund 840 MWh Strom aus Klärgas erzeugt.

7.1. Inverterschaden

Am 11. Februar 2004 erfolgte eine automatische Abschaltung der Brennstoffzelle infolge länger andauernder hoher Inverterströme. Der Fehler konnte auf einen der sechs parallel arbeitenden Inverter-Einschübe zurückgeführt werden.

Analog zu dem Inverterschaden in 2002 konnte der betroffene Einschub durch einen gebrauchten Inverter-Einschub aus einer nicht mehr im Betrieb befindlichen PC25C-Anlage ausgetauscht werden.

7.2. Temperaturwächter in der Speisewasserleitung

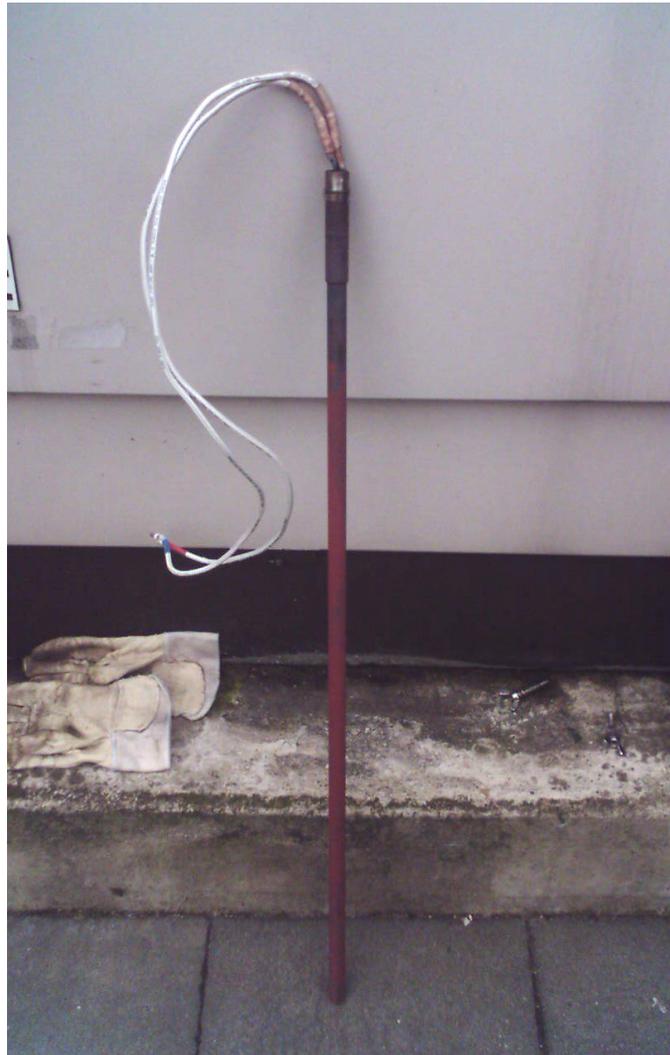
Mehrfach sind Abschaltungen der Brennstoffzelle durch den Temperaturwächter TS431 in der Speisewasserleitung erfolgt. Es wurde festgestellt, dass die Ventilbaugruppe in der Speiseleitung undicht ist. Bei stehender Speisewasserpumpe strömt langsam Heißwasser rückwärts durch die Leitung und löst den darin befindlichen Temperaturwächter aus. Die Leckrate ist klein und es dauert mehrere Minuten, bis das rückwärts strömende Heißwasser den Temperaturwächter erreicht. Aus diesem Grund tritt diese Störung nur im Leerlauf- und Kleinlastbetrieb <100 kW auf, im regulären Betrieb ist die Zeit zwischen zwei aufeinanderfolgenden Speisewasserzyklen zu kurz.

7.3. Defekte Startheizung

Am 14. Dezember 2004 kam es zu einem elektrischen Kurzschluss im Heizelement HTR400B, einem der vier elektrischen Heizelemente zum Anfahren der Brennstoffzelle.

Die Brennstoffzelle ist zu diesem Zeitpunkt mit sehr geringer Leistung im Betrieb und das Heizelement ist deshalb zugeschaltet, da die Abwärme des Zellenstapels nicht ausreicht, um diesen auf Betriebstemperatur zu halten. Die Heizung wird wie alle Hilfsantriebe vom Zellenstapel versorgt, so kommt es zu einer kurzen Überlastung, anschließend lösen eine Reihe von Schaltern und Sicherungen aus.

Der Austausch des defekten Heizelements erfolgte Anfang 2005.



Heizelement HTR400B nach Ausbau

8. Betrieb im Jahr 2005

Im ersten Quartal 2005 traten wie im Vorjahr erneut mehrere Abschaltungen durch den Temperaturwächter TS431 in der Speisewasserleitung auf. Daraufhin wurde die Ventilbaugruppe, bestehend aus dem Rückschlagventil CHV451 und dem Magnetventil LCV451, durch neue Bauteile zu ersetzen.

Ende April musste die Anlage aufgrund einer Externen Störung abgeschaltet werden. Ursache war der Ausfall eines Gasverdichters in der Verdichterstation. Nach Austausch des Verdichters konnte die Anlage Anfang Juli wieder in Betrieb genommen werden.

In der zweiten Jahreshälfte 2005 konnte die Anlage dagegen, bis auf eine Störung Anfang Oktober, ununterbrochen betrieben werden. Die aufgetretene Störung wurde im Zuge der im Oktober anstehenden Jahreswartung untersucht und behoben.

8.1. Jahreswartung 2005

Am 17. und 18. Oktober wurde die Jahreswartung bei 32.939 Betriebsstunden durchgeführt. Dabei wurde zudem die Abschaltung vom 5. Oktober aufgrund mangelnder Kühlung des Zellenstapels (TE400FT high) untersucht.

Als Ursache konnte ein stark verschmutzter / verschlammter Schmutzfänger in der Kühlwasserleitung zum Zellenstapel identifiziert werden. Der Schmutzfänger wurde daraufhin gereinigt. Grundsätzlich wurde eine Verschlammung des Primär-Kühlsystem festgestellt, so dass eine erneute Kontrolle nach zwei bis drei Monaten Betrieb empfohlen wurde.

Darüber hinaus wurden keine weiteren Auffälligkeiten im Rahmen der Wartung festgestellt. Aufgrund nicht ausreichender Stickstoffvorräte konnte die Anlage erst am 24. Oktober wieder in Betrieb genommen werden. Der Stickstoff wird als Inertgas zum Spülen der Anoden- und Kathodenseite des Zellenstapel eingesetzt. Die Spülungen stellen sicher, dass sich in diesem Bereich keine brennbaren Gas ansammeln können, wenn sich die Anlage nicht im Betrieb befindet. Vor jedem Anfahren ist daher sicher zu stellen, dass genügend Stickstoff für den Start als auch für die nächste Abschaltung zur Verfügung steht.

Am 17. Oktober fand zudem die wiederkehrende Prüfung der Anlage durch den TÜV Rheinland statt. Dem Sachverständigen wurden sicherheitsgerichtete Funktionen vorgeführt (Not-Aus). Beanstandungen seitens des TÜV gab es keine.

9. Betrieb im Jahr 2006

In 2006 konnte die Anlage größtenteils störungsfrei betrieben werden. Im Februar und März gab es drei kleinere Störabschaltungen ohne dass ein Defekt festgestellt werden konnte.

Im April kam es zu einem rapiden Temperaturabfall im Kühlsystem des Zellenstapel als Folge starker Dampfbildung. Nach erfolgter Reparatur im Mai musste der Neustart aufgrund eines Defektes in der Gasverdichterstation bis Ende Juni aufgeschoben werden.

Im Oktober wurde die Anlage zur Überholung des Zellenstapels nach fast 40.000 Betriebsstunden außer Betrieb genommen. Aus diesem Grunde wurde in 2006 keine Jahreswartung durchgeführt.

9.1. Temperaturabfall Kühlsystem Zellenstapel

Am 22. April 2006 kam es zu einer Störabschaltung ausgelöst durch einen rapiden Temperaturabfall im Kühlsystem des Zellenstapels. Als mögliche Ursachen wurde ein defektes Regelventil oder eine Undichtigkeiten im Kühlsystem (Temperaturabfall als Folge starker Dampfbildung) vermutet.

An der Kühlwasserpumpe wurden am 12. Mai Undichtigkeiten an Flansch- und Gehäuse-dichtungen durch das Betriebspersonal im Klärwerk beseitigt. Vorsorglich wird durch T.B.E. ein neuer Dichtungssatz für die Pumpe beschafft und eingebaut. Ferner wurde vorsorglich die Feststellbremse des Regelventils (Verschleißteil) erneuert.

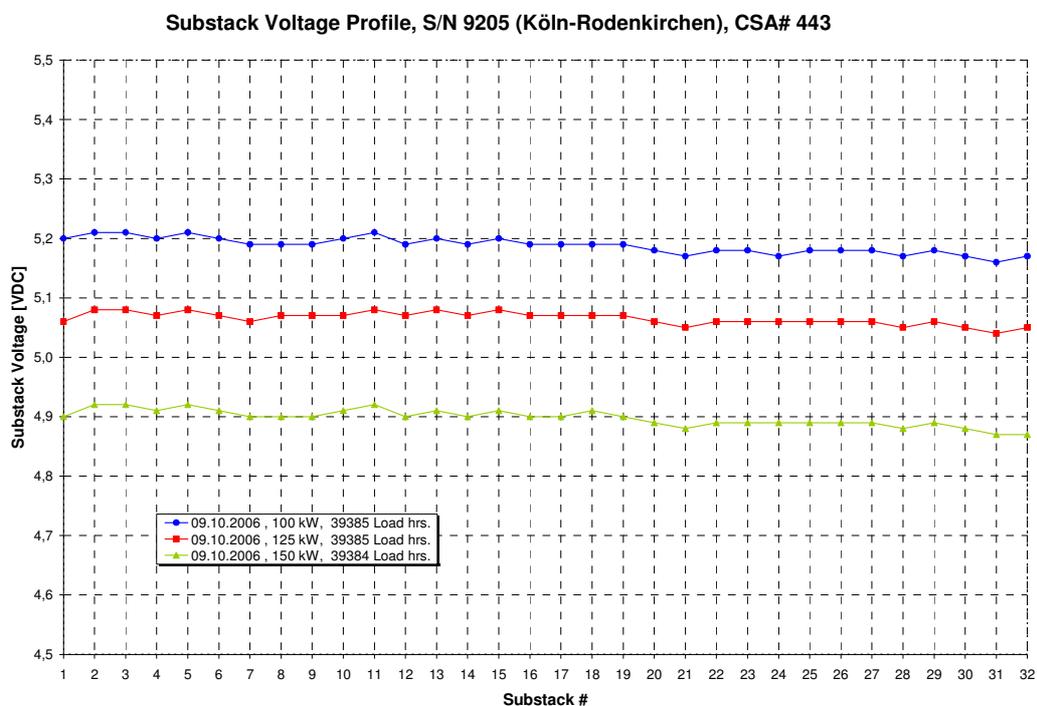
Wegen Personalengpässen im Klärwerk wurde die Anlage am 30. Mai durch T.B.E. überprüft (Druckprobe des Kühlsystems mit Stickstoff, 7,5 bar(ü)). Dabei wurde eine Fehlfunktion des Dampfventils CV500 entdeckt und behoben. Anschließend wurde die Anlage wieder gestartet.

Am 31. Mai ist die Anlage während Wartungsarbeiten an der Gasverdichterstation im Klärwerk erneut außer Betrieb gegangen. Dabei wird festgestellt, dass das Dampfventil CV500 erneut nicht komplett schließt. Daraufhin wurde ein Reparatursatz für das Dampfventil CV500 installiert und erfolgreich getestet.

Aufgrund einer externen Störung aus der Gasverdichterstation im Klärwerk (Unterdruck Saugseite) konnte die Anlage erst nach Beschaffung und Einbau des benötigten Ersatzteils (Ursache war ein defekter Wandler) am 27. Juni wieder neu gestartet werden.

9.2. Ausbau und Überholung des Zellenstapels

Im Oktober 2006 wurde die Anlage, bei annähernd 40.000 Betriebsstunden, anlässlich der Zellenstapelaufbereitung außer Betrieb genommen. Zum Zeitpunkt der Außerbetriebnahme zeigte der Zellenstapel keine Unregelmäßigkeiten. Alle Zellgruppen lieferten etwa die gleiche Spannung, wie das folgende Diagramm zeigt.



Spannungsmessungen der einzelnen Zellengruppen bei verschiedenen Laststufen

Ausgehend von den gleichmäßigen Gruppenspannungen wurde erwartet, dass keine inneren Schäden in dem Zellenstapel vorliegen und daher eine Elektrolytnachfüllung aussichtsreich ist. Da ein Austausch einzelner Zellen nicht möglich ist, kann eine Elektrolytnachfüllung nur dann durchgeführt werden, wenn noch keine irreparable Schädigung des Zellenstapels aufgetreten ist.

Die Abschaltung der Anlage erfolgte am 9. Oktober 2006. Für die Elektrolytnachfüllung musste der Zellenstapel ausgebaut und ins Herstellerwerk von UTC Power in die U.S.A.

transportiert werden. Vor dem Ausbau und Abtransport musste der Zellenstapel konditioniert werden, damit er bis zu Außentemperaturen von minus 15°C lagerfähig wird. Die Konditionierung wurde am 11./12. Oktober sowie am 26. Oktober durchgeführt. Hierbei wurde mit Hilfe eines Dampfluftbefeuchters warme, feuchte Luft durch den Zellenstapel geleitet, um die Konzentration des Phosphorsäure-Elektrolyten auf $73\% \pm 2\%$ abzusenkten. Bei dieser Konzentration sinkt die Kristallisationsgrenze auf unter minus 15°C, so dass der Zellenstapel in diesem Zustand jahrelang gelagert werden kann. Während der Konditionierung des Zellenstapels wurde der Vorgang kontinuierlich messtechnisch erfasst, die Aufzeichnungen sind als Anhang 1 beigefügt.



Verladung des Zellenstapels

Am 30. Oktober wurde der Zellenstapel demontiert und verladen. Der Transport in die USA verlief planmäßig. Mitte Dezember wurde mit der Inspektion im Herstellerwerk UTC Power in South Windsor, CT. in den U.S.A. begonnen.

9.3. Inspektion des Zellenstapels

Der Zellenstapel war bei der Anlieferung im Herstellerwerk unbeschädigt. Eine äußerliche Inspektion ergab folgendes Bild (in Stichworten):

- Die Kühlwasserschläuche zu den Kühlplatten sind dunkler verfärbt als üblich. Einige der Federscheiben an den Zugstangen, welche die Gassammler und -Verteiler zusammenhalten, sind bläulich verfärbt (untypisch). Die Teflon-Einlagen an den Ecken des Zellenstapels sind um die Kühlwasserleitungen herum deformiert. Es sieht aus, als ob irgendwann einmal eine Überhitzung stattgefunden hätte. Eine Beeinträchtigung liegt aber nicht vor.
- Die Dichtungen entlang der Gassammler und Verteiler sind in Ordnung, ebenso entlang der Druckplatten an den beiden Enden des Zellenstapels.
- Das Innere der Kühlschläuche ist stark mit Hämatit (Rost) überzogen, die Kühlschläuche werden nach Erfordernis gereinigt bzw. ausgetauscht.
- Die Anodenausgangsleitung enthält größere Mengen an grünen Korrosions-/ Reaktionsprodukten als üblich.
- Der Zustand der Kathodenausgangsleitung ist normal, nach Reinigung i. O.

Der Zellenstapel wurde Mitte Dezember 2006 geöffnet, die Gassammel- und Verteilhauben wurden entfernt. Die innere Inspektion ergab folgendes Bild:

- Die Hauben sind innen unbeschädigt und sauber, lediglich ein Steg in der anodenseitigen Verteilerhaube (Anoden-Ausgang) ist unten stark korrodiert und muss ersetzt werden.
- Die Kanten der Luft- und Gaskanäle im Zellenstapel sind in Ordnung (visuelle Inspektion, Stabilitätsprüfung mit einem Stift). Die Teflon-Dichtungen sind in gutem Zustand.
- Die Ecken der Druckplatten sind in ungewöhnlich gutem Zustand, oberflächliche Korrosion kann durch Reinigen beseitigt werden.
- Auf der Fläche am Anodeneingang sind Partikel vorhanden, besonders im oberen Bereich (typisch).
- Die Partikel auf dem Kathodeneingang sind vernachlässigbar; am Boden der kathodenseitigen Gasverteilhaube befindet sich Sand/Staub.



Zellenstapel CSA #443 ohne Gashauben

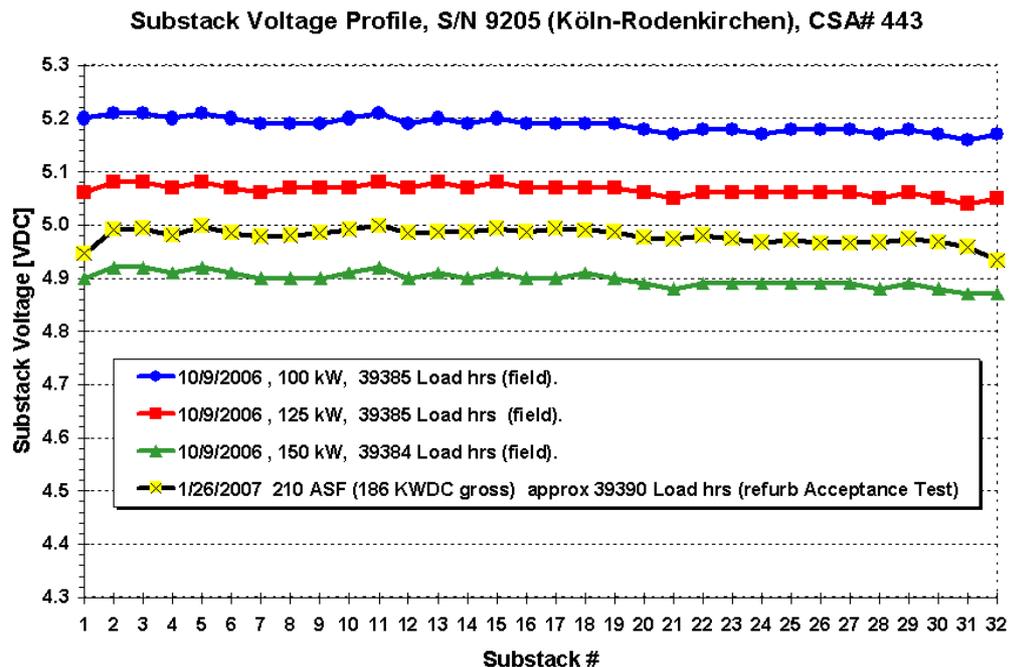
Insgesamt war der Zellenstapel, gemessen an der Laufzeit von annähernd 40.000 Betriebsstunden, in einem erstaunlich guten Zustand.

9.4. Elektrolytnachfüllung

Für die Elektrolytnachfüllung musste der Zellenstapel um rund 20° seitlich geneigt werden. Die Elektrolytnachfüllung erfolgte manuell mit einem speziellen Injektor mit definiertem Volumen und vier Nadeln. In jede der 256 Zellen wurde an vier Stellen Phosphorsäure injiziert, ein zeitaufwendiger Vorgang, der rund eine Woche dauerte. Wegen der Weihnachtsfeiertage konnte die Elektrolytnachfüllung erst im Januar 2007 durchgeführt werden.

9.5. Werkstest nach erfolgter Elektrolytnachfüllung

Im Anschluss an die Elektrolytnachfüllung wurde der Zellenstapel wieder zusammgebaut und dann einem Werkstest unterzogen. Auf dem Prüfstand wurde eine Bruttoleistung von 186 kW eingestellt, dies entspricht ca. 160 kW Nettoleistung und liegt damit im oberen Bereich der in Rodenkirchen üblichen Leistungsanforderung. Das unten stehende Diagramm zeigt die Gruppenspannungen vor und nach der Elektrolytnachfüllung:



Gruppenspannungen vor und nach der Elektrolytnachfüllung

Die Gruppenspannungen waren auch auf dem Prüfstand sehr gleichförmig und entsprechen den letzten Aufzeichnungen aus Rodenkirchen. Insgesamt lag das Spannungsniveau auf dem Prüfstand von UTC Power etwas höher als in Rodenkirchen, da ein synthetisches Anodengas (70% H₂, 30% N₂ mit Dampfzugabe) verwendet wurde. Der Werkstest wurde ohne Beanstandungen abgeschlossen. Anschließend wurde der Zellenstapel erneut für den Transport konditioniert und Anfang Februar 2007 verladen.

10. Betrieb im Jahr 2007

Nach Überholung des Zellenstapels in den USA und dem Wiedereinbau in die Anlage, konnte die Brennstoffzelle im Mai 2007 wieder in Betrieb genommen werden.

Im weiteren Verlauf des Jahres konnte die Anlage bis auf den Austausch eines Signalwandlers weitestgehend störungsfrei betrieben werden. Dabei wurde auch die Betriebsstundenzahl vom 40.000 Betriebsstunden erreicht und im weiteren Verlauf überschritten.

10.1. Wiederinbetriebnahme des Zellenstapels

Die Rücklieferung des Zellenstapels nach Köln-Rodenkirchen verzögerte sich um mehrere Monate, weil dieser von den U.S.-amerikanischen Behörden überraschend als Gefahrgut eingestuft wurde. Dies führte zu Mehraufwand, insbesondere bei der Dokumentation, und der Zellenstapel musste zwischenzeitlich im New Yorker Hafengebiet zwischengelagert werden. Die Anlieferung in Köln-Rodenkirchen erfolgte schließlich am 24. April 2007.

Die Montage des Zellenstapels erfolgt in umgekehrter Reihenfolge wie der Ausbau und verlief unproblematisch. Zudem wurden dabei die folgende Komponenten erneuert:

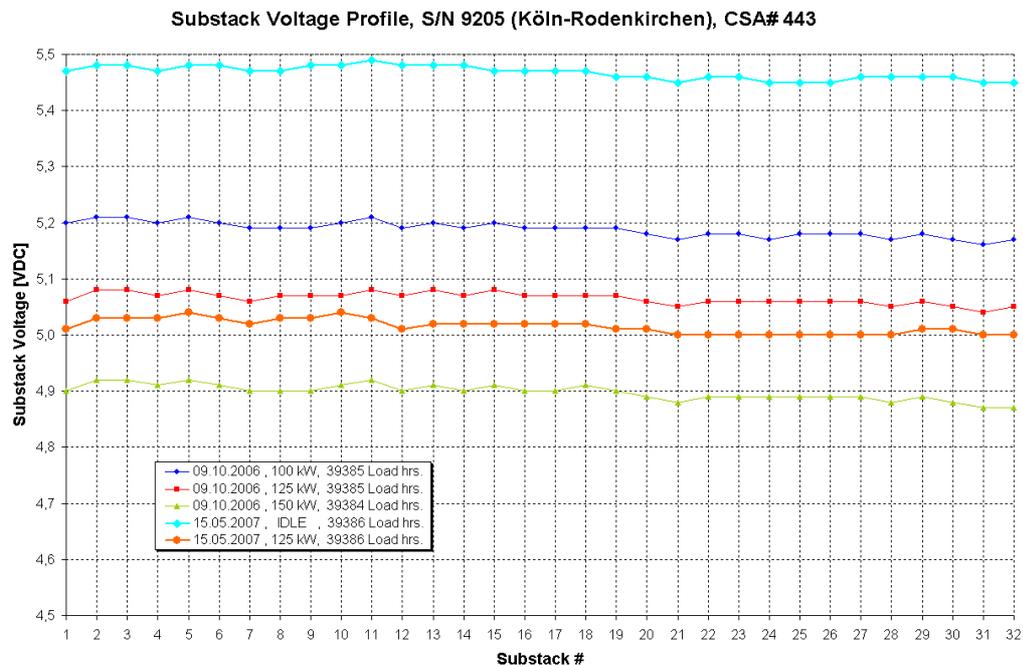
- Kühlwasserpumpe für den Primär-Kühlkreislauf,
- Speisewasser-Ventilbaugruppe
- Dampfventil CV500 samt Magnetspule
- GFK-Behälter (5 Stück) und Schlauchkupplungen (10 Stück) für die Wasseraufbereitungsanlage

Die Wiederinbetriebnahme umfasste:

- Spülen und Befüllen des Zellenstapel-Kühlsystems mit vollentsalztem Wasser,
- Funktionstests in kaltem Zustand,
- Konditionierung des Zellenstapels für den Betrieb durch Aufkonzentration der Phosphorsäure,
- Aufheizen von Shift Converter, Zellenstapel und Reformer auf Betriebstemperatur,
- Interne Wasserstofferzeugung zur Reduktion der Katalysatoren,
- Beginn der Stromerzeugung, Zuschaltung zum Netz.

Im Zuge der Wiederinbetriebnahme wurden zudem die internen Druckbehälter und druckführenden Wasser- bzw. Dampfleitungen inspiziert und einer Druckprüfung unterzogen. Bedingt durch den langen Stillstand mussten während der Wiederinbetriebnahme einige defekte Anlagenteile instandgesetzt werden. Am 3. Mai 2007 erfolgte ein erster Startversuch. Wegen einer Fehlfunktion der internen unterbrechungsfreien Stromversorgung erfolgte keine Zuschaltung zum Netz. Immerhin bestätigte dieser Versuch, dass der Zellenstapel eine Leerlaufspannung von über 200V aufbaut und offenbar unbeschädigt war.

Der zweite Startversuch am 15. Mai 2007 verlief erfolgreich. Trotz des langen Stillstands lief die Startprozedur rein automatisch ab, ohne dass manuelle Eingriffe erforderlich gewesen wären. Unmittelbar nach dem Start wurden die Gruppenspannungen des Zellenstapels aufgenommen und mit den Werten unmittelbar vor dem Ausbau im Oktober 2006 verglichen. Die Ergebnisse sind in dem nachfolgendem Diagramm dargestellt.



Gruppenspannungen vor und nach dem Zellenstapelwechsel

Das Spannungsniveau lag geringfügig unter den vor der Elektrolytnachfüllung aufgezeichneten Werten. Die Gruppenspannungen waren unverändert gleichförmig.

Im Mai 2007 wurde der reguläre Betrieb der Brennstoffzelle im Klärwerk Rodenkirchen wieder aufgenommen. Leistungstests wurden durchgeführt, um sicherzustellen, dass die Brennstoffzellenanlage in dem für den Standort Rodenkirchen üblichen Betriebsbereich zwischen 100 kW und 150 kW elektrischer Leistung problemlos betrieben werden kann.

10.2. Gasanalysen

Im Rahmen eines Versuchsprogramms wurde der Wasserstoffherzeuger in der Brennstoffzellenanlage (Reformer, Shift Converter) messtechnisch untersucht. Von Interesse war speziell die Zusammensetzung des Anodengases am Eintritt in den Zellenstapel. Erwartet wurde ein Gasgemisch aus max. 70% Wasserstoff und max. 30% Kohlendioxid. Abhängig vom Zustand der Katalysatoren im Reformer und Shift Converter wurden außerdem kleinere oder größere Anteile an CH_4 und CO erwartet, die Anteile an H_2 und CO_2 fallen dann entsprechend geringer aus.



Gasproben-Entnahme am Anodeneingang



Kontinuierliche Messung von H_2 , CO , CO_2 und CH_4

Zusätzlich wurde das Kathodengas aus dem Zellenstapel überprüft und darüber hinaus das Abgas des Reformerbrenners auf Emissionen hin kontrolliert.

Die Messungen erfolgten am 24. Mai 2007 bei einer elektrischen Leistung von 125 kW. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Kathoden-Abluft:	O ₂	10,8%
	NO _x	0 ppm
	CO	0 ppm
Reformer-Abgas:	O ₂	6,3%
	NO _x	3 ppm
	CO	1 ppm
Anoden-Eingang:	H ₂	66%
	CO ₂	32%
	CO	0,7%
	CH ₄	1,3%

Bei der anschließenden Leistungssteigerung auf 150 kW stieg der CO-Gehalt am Anodeneingang auf >1% an. In Abstimmung mit dem Hersteller UTC Power wurde die Dampfmenge zum Reformer um 10% erhöht, der CO-Gehalt sank danach auf <1% (0,8%).

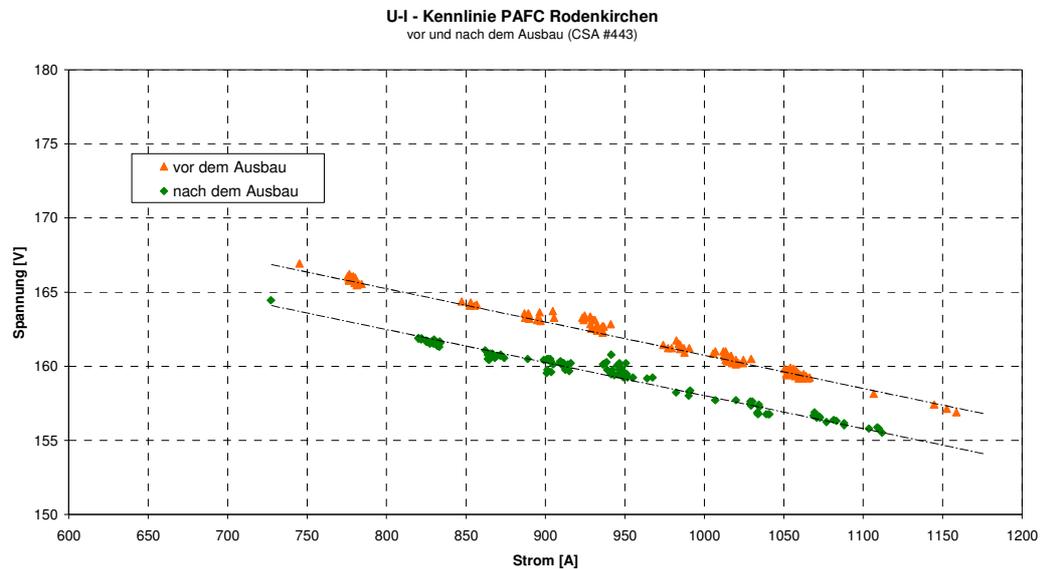
Die Reformertemperatur wurde geringfügig angehoben (um 10°F), um den Methanschlupf (CH₄-Gehalt) auf unter 1% zu reduzieren.

Insgesamt entsprach das Ergebnis der Gasanalyse den Sollwerten bzw. den Erwartungen. Damit war die Brennstoffzelle auch nach sieben Jahren Betrieb unverändert emissionsfrei.

10.3. Strom – Spannungskennlinien

Im Juni 2007 lagen neue Daten aus ca. 500 Betriebsstunden vor, anhand derer eine erste Bewertung des Zellenstapels vor und nach dem Ausbau vorgenommen werden konnte. Die Anlage war in diesem Zeitraum mit wechselnder elektrischer Leistung betrieben worden, entsprechend dem jeweiligen Klärgasanfall im Klärwerk Rodenkirchen.

Anhand der Daten aus je ca. 500 Betriebsstunden vor und nach dem Ausbau des Zellenstapels konnten Strom-Spannungskennlinien erstellt werden. Diese Kennlinie gibt Aufschluss darüber, wie sich der Zellenstapel unter zunehmender Belastung verhält. Die Ergebnisse sind in dem nachfolgendem Diagramm dargestellt.



Strom-Spannungskennlinie vor und nach der Zellenstapelüberholung

Die Strom-Spannungskennlinie verläuft in dem betrachteten Lastbereich linear, die Steigung hat sich durch die Arbeiten am Zellenstapel nicht verändert. Dies und die gleichförmige Spannung aller Zellgruppen ließ erwarten, dass der Zellenstapel sich in gutem Zustand befindet und langfristig betrieben werden kann.

Wie bereits bei der Wiederinbetriebnahme festgestellt wurde, liegt die Zellenstapelspannung geringfügig unter dem früheren Niveau. Es wird davon ausgegangen, dass diese Spannungsänderung auf die zweimalige Konditionierung des Phosphorsäure-Elektrolyten für den Hin- und Rücktransport zurückzuführen ist. Lt. Herstellerdokumentation muss bei der Konditionierung des Zellenstapels für eine Lagerung ohne Warmhaltung mit einer Spannungsänderung von ca. 2 Volt gerechnet werden.

Insgesamt ist die Spannungsänderung klein, sie beträgt nur ca. 2% und sollte damit den weiteren Betrieb der Anlage nicht beeinträchtigen.

10.4. Erreichen der 40.000 Betriebsstunden

Am 20. Juni 2007 wurden 40.000 Betriebsstunden mit der Brennstoffzellenanlage erreicht. Zu diesem Zeitpunkt hat die Anlage insgesamt 5.263 MWh Strom produziert. Dies entspricht einer durchschnittlichen Leistungsabgabe von 131,5 kW.

10.5. Austausch Signalwandler Kathoden-Zuluftventil

Durch den Ausfall der Stellungsanzeige für das Kathoden-Zuluftventil (FCV110) kam es am 21. Juni zu einer Störabschaltung der Brennstoffzellenanlage. Nach Austausch des Signalwandlers (ZT110) für das Ventil und Neukalibrierung des Analogausgangs in der Anlagensteuerung konnte die Anlage am 9. Juli wieder in Betrieb genommen werden.



Kathoden-Zuluftventil (FCV 110)

11. Betrieb im Jahr 2008

In 2008 konnte die Anlage bis auf zwei größere Stillstandzeiten im April und Juni nahezu störungsfrei betrieben werden.

Am 11. April ist die Anlage Aufgrund einer Störung im Inverter ausgefallen. Der Neustart wurde am 28. April durchgeführt ohne das eine Reparatur notwendig gewesen wäre.

Am 10. Juni ist die Anlage in Folge von Arbeiten an der Verdichterstation ausgefallen. Nach Beendigung der Arbeiten an de Verdichterstation konnte die Anlage wurde ohne weitere Maßnahmen am 2. Juli neu gestartet werden.

Ende Juli 2008 wurde bei 47.617 Betriebsstunden die Jahreswartung sowie die jährliche Überprüfung durch den TÜV durchgeführt.

11.1. Jahreswartung und TÜV Prüfung

Am 28. Juli 2008 wurde die Anlage für die Durchführung der Jahreswartung abgeschaltet. Die Wartung selbst konnte ohne Probleme gemäß den entsprechenden Wartungsvorschriften durchgeführt und ohne Besonderen Vorkommnisse abgeschlossen werden.

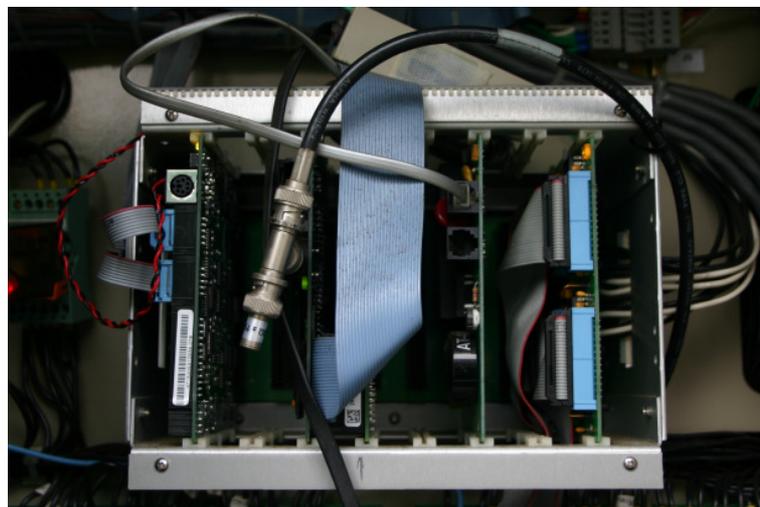
Im Zuge der Wartung erfolgte parallel die jährliche äußere TÜV Prüfung. Dabei wurde eine Fehlfunktion des Not-Aus Tasters festgestellt, so dass der TÜV einen Weiterbetrieb der Anlage bis zur Mangelbeseitigung untersagte. Der Not-Aus Taster selbst erfüllte zwar seine Funktion, jedoch konnten im Anschluss mehrer Anlagenteile geschaltet werden, die in diesem Zustand deaktiviert sein sollten. Im Zuge der Fehleranalyse wurden verschiedene Untersuchungen durchgeführt und mehrer Bauteile (Platinen, Spannungsversorgungen, Steuerkarten) ausgetauscht, ohne dass dadurch das eigentliche Problem bis zum Jahresende behoben werden konnte.

12. Betrieb im Jahr 2009

Im Februar 2009 konnte die Anlage durch Unterstützung seitens des Herstellers UTC Power im Zuge einer umfassenden Anlagenbewertung wieder in Betrieb genommen werden. Während der Inbetriebnahme und im unmittelbaren Folgebetrieb der Anlage kam es zu weiteren Störabschaltungen aufgrund defekter Bauteile in der Anlage. Die neuerlichen Defekte sind vermutlich auf die lange Gesamtlebenszeit von annähernd 10 Jahren und der extrem langen Stillstandszeit im Vorfeld der Wiederinbetriebnahme zurückzuführen.

12.1. Controller Austausch und Wiederinbetriebnahme

Vom 17. bis 22. Februar 2009 wurde die Anlage durch den Einsatz eines Servicetechnikers des Herstellers vor Ort einer umfassenden Zustandsanalyse unterzogen. In diesem Zusammenhang war es auch möglich, die Fehlerquelle zu beseitigen, aufgrund dessen der Weiterbetrieb von TÜV untersagt wurde. Nach Austausch des Controllers in der Anlagensteuerung und Aktualisierung der Anlagensteuerungssoftware auf den neuesten Stand, konnten keine anomalen Funktionen mehr festgestellt werden, so dass die Anlage am 21. Februar 2009 wieder in Betrieb genommen werden konnte.



Anlagencontroller

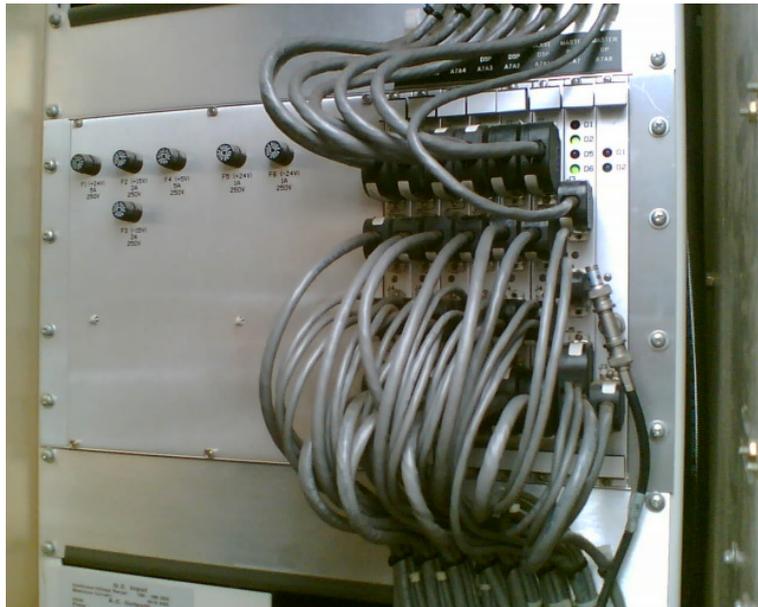
12.2. Austausch Rückschlagventil und Invertersteuerung

Im Zuge der Wiederinbetriebnahme musste ein defektes Rückschlagventil (CHV451) in der Wassernachspeiseleitung zum Dampfabscheider ausgetauscht werden, nachdem heißes Wasser aus dem Abscheider in den Nachspeisekreislauf zurückgedrückt wurde und dort zu einer Übertemperatur mit entsprechender Störabschaltung geführt hatte. Im Zuge des Austausches wurde präventiv auch das dahinterliegende Magnetventil (LCV451) mit getauscht, da nicht auszuschließen war, dass das Magnetventil durch die hohen Temperaturen ebenfalls Schaden genommen hat.



Rückschlag- und Magnetventil (CHV451 & LCV451)

Eine weitere Störung beim Neustart der Anlage trat im Bereich der Invertersteuerung auf, die durch den Austausch der entsprechenden Steuerkarte behoben werden konnte. Dabei konnte auf gebrauchte Bauteile einer bereits stillgelegten Anlage zurückgegriffen werden.



Inverter Steuerkarten

12.3. Austausch Nachspeisepumpe

Nur knapp über 100 Betriebsstunden nach der Wiederinbetriebnahme kam es am 26. Februar zu einem erneuten Ausfall der Anlage. Auslöser war ein zu geringer Wasserstand im Dampfabscheider. Ursache war eine defekte Nachspeisepumpe (PMP451) die neben der langen Lebenszeit zuletzt durch das zurückgeströmte heiße Wasser nach dem Ausfall des Rückschlagventils erheblichen Belastungen ausgesetzt war. Nach Austausch der Pumpe konnte die Anlage am 23. März wieder in Betrieb genommen werden.



Nachspeisepumpe BMP 451

12.4. Anlagenbewertung durch den Hersteller

Im Zuge der Anlagenbewertung vom 17. bis 22. Februar 2009 durch den Hersteller nach rund 48.000 Betriebsstunden Klärgasbetrieb wurde zunächst eine umfassende Sichtprüfung der Anlagenkomponenten durchgeführt. Dabei konnten bis auf wenige kleinere Mängel keine wesentlichen Defekte oder Schwachstellen festgestellt werden, die gegen einen weiteren Betrieb der Anlage sprechen würden.

Zu beanstanden waren lediglich ein defektes Manometer im Kreislauf der Wasseraufbereitung, kleinere Undichtigkeiten im Bereich des Flaschenbündels der Wasseraufbereitung sowie eine undichte Schraubenverbindung an einem Schmutzfänger.

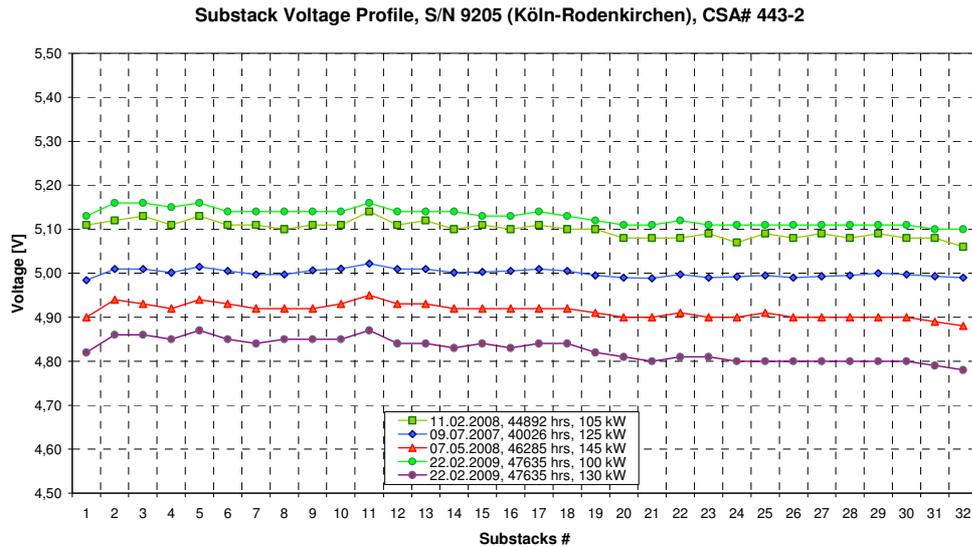


Kleinere Anlagenmängel

Nach dem Neustart der Anlage wurden zum einen der Zellenstapel und zum anderen der Reformer mit dem nachgeschalteten Shift Converter einer umfassenden Analyse unterzogen.

Messung der Zellspannungen

Unmittelbar nach dem Neustart der Anlage wurden am 21. Februar die Gruppenspannungen des Zellenstapels bei 100 kW und 130 kW aufgenommen und mit den zuletzt gemessenen Werten von 2008 bzw. 2007 verglichen.



Gruppenspannungen vor und nach dem Anlagenstillstand in 2008

Das in 2009 aufgenommene Spannungsprofil selbst ist gegenüber den vorangegangenen Messungen aus 2008 und 2007 nahezu identisch. Bezüglich des Spannungsniveaus zeigt sich allerdings ein deutlicher Abfall. Insbesondere bei 130 kW liegt die Kurve deutlich unterhalb der Werte, die im Vorfeld bei 145 kW erreicht wurden. In diesem Fall liegt der Abfall in der Größenordnung von 0,1 Volt. Im kleineren Leistungsbereich von 100 kW liegt die Kurve erwartungsgemäß oberhalb der Vergleichskurve bei 105 kW, so dass der Abfall gegenüber dem 100 kW Profil, das nach dem Wechsel des Zellenstapels bisher nicht gemessen wurden, nur geringfügig zu sein scheint.

Für eine genauere Analyse sollten im weiteren Betrieb zusätzliche Messreihen bei 105 und 125 kW aufgenommen werden, um einen direkten Vergleich durchführen zu können.

Die Ursache für den Spannungsabfall liegt zum einen in der langen Stillstandszeit von annähernd acht Monaten begründet, da auch bei Stillstand Elektrolytmigration, Korrosion und Kornvergrößerung am Pt-Katalysator zu erwarten sind. Zum anderen waren im Vergleich zwischen der 130 kW und der 145 kW Kurve aufgrund der Jahreszeitlichen Bedingungen bei der 130 kW Messung im Februar mehr interne Verbraucher (in erster Linie Heizungen) aktiv als bei der 145 kW Messung, die im Mai durchgeführt wurde.

Ausgehend von dem Zellspannungsniveau, das nach dem Neustart der Anlage zu beobachten war, und der unteren Betriebsgrenze für diesen Wert, scheint, unter den gegebenen Bedingungen, ein Betrieb der Anlage bis 130 kW in den Wintermonaten und ggf. 140 kW in den Sommermonaten möglich zu sein.

Prozessgasanalysen am Reformer und Shift Converter

Am 22. Februar wurden Prozessgasanalysen an drei verschiedenen Messstellen:

- Ausgang Reformer bez. Eintritt Shift Converter
- Ausgang Shift Converter bzw. Eintritt Anodenseite des Zellenstapels
- Ausgang Anodenseite des Zellenstapels

und zwei verschiedenen Laststufen (100 und 130 kW) durchgeführt. Gemessen wurden dabei jeweils der Methangehalt CH_4 , die Kohlenmonoxidkonzentration CO und die Kohlendioxidkonzentration CO_2 .



Prozessgasmessgerät



Prozessgasmessstellen am Reformer und Shift Converter

Parallel zu den Abgasmessungen wurden die einzelnen Temperaturmessstellen (in Summe 8 Stück) für die Reformertemperatur gemessen



Temperaturmessstellen am Reformer

Der CO-Gehalt am Anodeneingang lag bei ca. 1% (Vergleich Neuzustand <0,5%) und der CH₄-Gehalt am Anodeneingang lag in der Größenordnung <5% (Vergleich Neuzustand <1%). Diese Ergebnisse der Prozessgasmessungen decken sich mit den zu erwartenden Werten für eine Anlage dieses Alters. Damit ist das Alterungsverhalten des Reformers und Shift Converters, gemessen an den bisherigen Erfahrungen mit anderen Anlagen, als normal einzustufen.

Bei der Laststufe von 130 kW lag die Betriebstemperatur des Reformers bei 1.500°F, so dass keine Anpassungen erforderlich waren. Die aufgenommenen Messdaten weisen derzeit nicht auf einen bevorstehenden Ausfall einer der untersuchten Hauptkomponenten der Anlage hin.

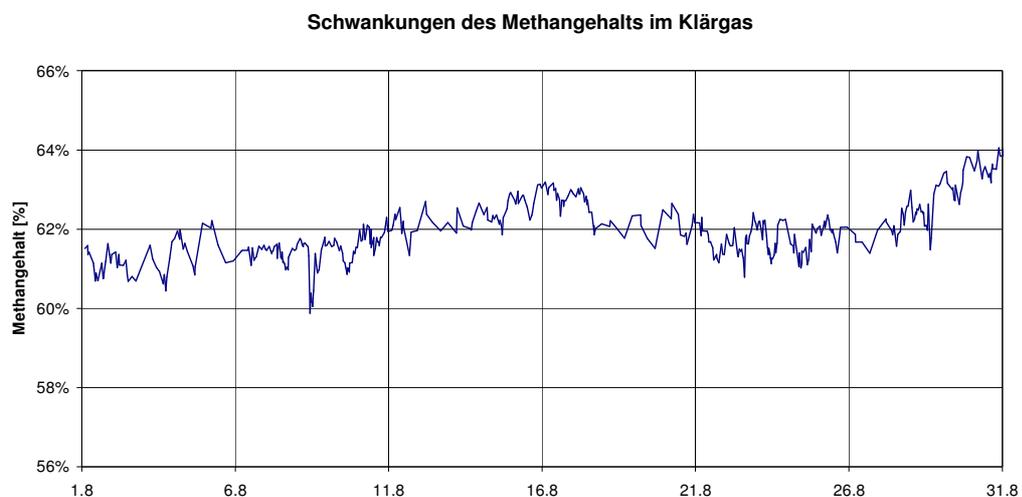
Die Auswertung der Zellenstapelspannung über die Laufzeit (siehe Kapitel 16.1) zeigt zudem, dass die Zellenstapelspannungen nach wie vor innerhalb der beiden Grenzkurven liegen.

Als Gesamtergebnis der Untersuchung kommt der Hersteller, anhand der ihm vorliegenden Erfahrungswerte, zu der Bewertung, dass sich die Anlage gemessen an der Laufleistung in einem guten Zustand befindet. Nach derzeitigem Kenntnisstand könnte die Anlage weiterbetrieben werden, bis die Zellspannung auf einem Wert von 147 Volt abgesunken ist oder die Phosphorsäure im Zellenstapel aufgebraucht ist. Bei einem Weiterbetrieb der Anlage bei 130 kW wäre mit einer weiteren Laufzeit von 1 bis 2 Jahren zu rechnen.

13. Energiebilanz und Lastprofil

Bis Ende März 2009 wurden rund 2,9 Millionen Kubikmeter Klärgas in der Brennstoffzelle umweltfreundlich in Strom und Wärme umgewandelt. Dabei konnten rund 6,1 Mio. Kilowattstunden elektrischer Strom erzeugt werden. Geht man von einem Heizwert des Klärgases von rund 6 kWh/m^3 aus, so errechnet sich ein mittlerer elektrischer Wirkungsgrad von rund 35%.

Die Klärgasqualität unterliegt ständigen Änderungen, entsprechend problematisch ist die exakte Angabe des Methangehaltes und des Heizwertes.

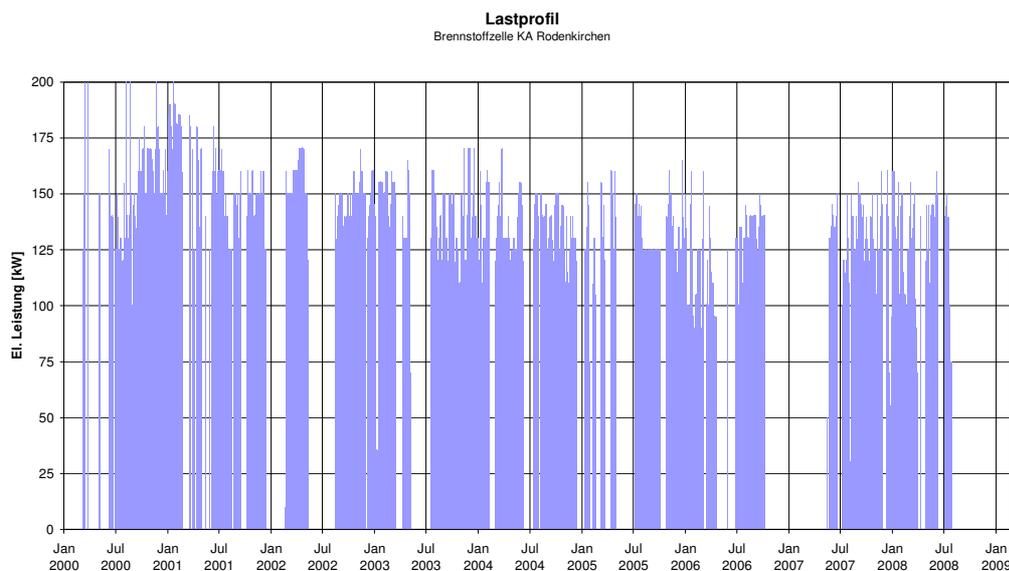


Methangehaltschwankungen im Klärgas

Der hohe Anteil an CO_2 im Klärgas führt zu einem rund 8% höheren Energieeinsatz als bei Erdgas, der elektrische Wirkungsgrad der Brennstoffzelle fällt dementsprechend etwas niedriger aus.

Die Energiebilanzen für die Jahre 2000 bis einschließlich März 2009 sind monatsweise im Anhang 2 beigefügt.

Die folgende Abbildung zeigt das Lastprofil der Anlage über den gesamten Betriebszeitraum.

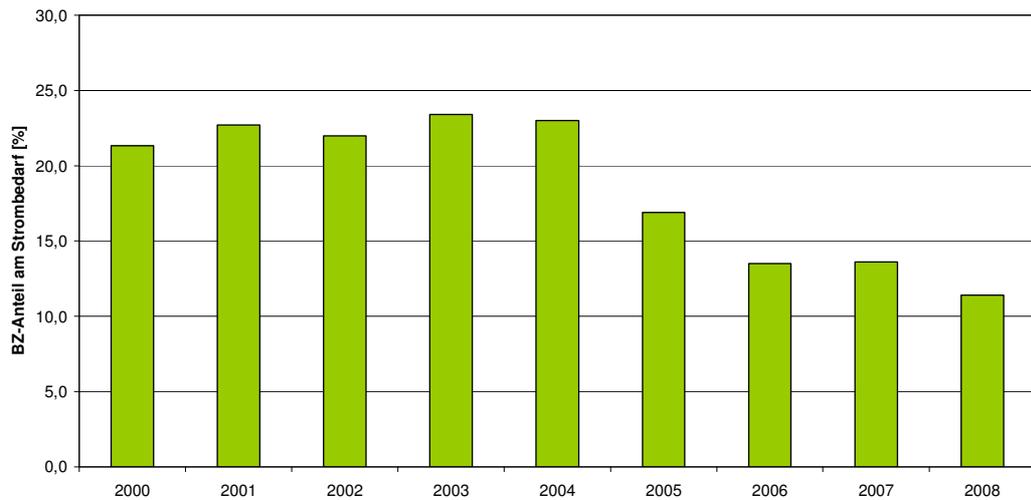


Lastprofil von 2000 bis 2009

In der ersten Betriebsphase konnte nachgewiesen werden, dass die Anlage im Klärgasbetrieb die volle elektrische Leistung von 200 kW erreicht. Im späteren Dauerbetrieb konnte die Anlage aufgrund des Klärgasanfalls nur mit reduzierter Leistung betrieben werden. Der überwiegende Betrieb erfolgte zwischen 125 und 150 kW. Dabei lag der Mittelwert über die gesamte Betriebszeit bei ca. 130 kW. In Anhang 3 sind die Lastprofile noch einmal jahresweise von 2000 bis 2008 beigefügt.

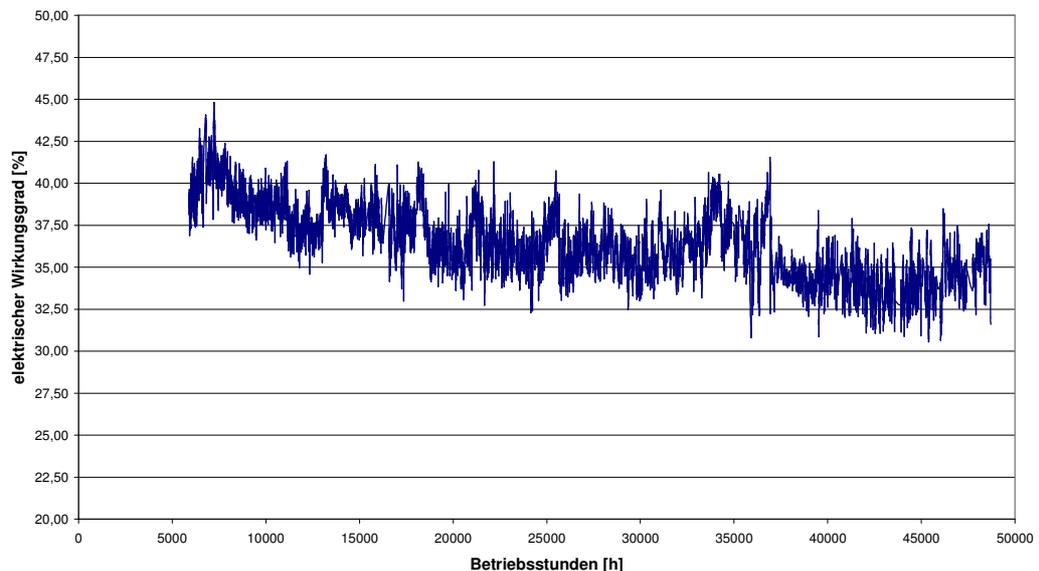
Ausgehend von der maximalen Leistung der Brennstoffzelle von 200 kW wäre die Anlage im Dauerbetrieb in der Lage, rund 50% des Strombedarf des Klärwerks abzudecken. Im tatsächlichen Betrieb konnte im Schnitt rund 18,6% des Strombedarfs durch die Brennstoffzelle bereit gestellt werden. Der deutliche Unterschied liegt zum einen in der zuvor beschriebenen Leistungsreduktion auf durchschnittlich ca. 130 kW und zum anderen an der eingeschränkten Verfügbarkeit der Anlage in den einzelnen Jahren. Bei einer jährlichen Betrachtung lagen die besten Werte innerhalb der ersten vier Betriebsjahre um die 23%. Mit den reduzierten jährlichen Betriebsstunden in den folgenden Jahren ging der Anteil an der Stromproduktion ebenfalls deutlich zurück. Zur Veranschaulichung sind die Werte in dem nachfolgenden Diagramm von 2000 bis 2008 dargestellt. Der jährliche Strombedarf des Klärwerks selbst war über die einzelnen Jahre relativ konstant. Im Durchschnitt lag der Strombedarf bei rund 3,6 GWh bei einer Abweichung von $\pm 8\%$.

Anteil Stromerzeugung der Brennstoffzelle am Gesamtbedarf in den Jahren 2000 bis 2008
Kläranlage Köln-Rodenkirchen



Anteil Stromerzeugung der Brennstoffzelle am Strombedarf des Klärwerks

Das nachfolgende Diagramm zeigt den Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades der Anlage über den gesamten Betriebszeitraum.



Elektrischer Wirkungsgrad über den Betriebsverlauf

Mit zunehmender Betriebszeit ist eine Verschlechterung des elektrischen Wirkungsgrades von anfänglich ca. 40% auf ca. 33% zu beobachten. Die Aufbereitung des Zellenstapels bei 40.000 Betriebsstunden zeigt dabei keinerlei Auswirkung auf den Kurvenverlauf. Im Mittel über die gesamte Betriebszeit lag der elektrische Wirkungsgrad bei 35,3%.

14. Betriebsmittel

Für den Betrieb der Anlage werden eine Reihe von Betriebsmitteln, wie nachfolgend aufgelistet und beschrieben, benötigt.

- Amberjet (Ionenaustauscherharze) kommen in der Wasseraufbereitung zum Einsatz und haben die Aufgabe die Leitfähigkeit auf unter 1 μ Simens zu senken.
- Aktivkohle kommt zum einen in der Wasseraufbereitung zum Einsatz und zum anderen in der Klärgasreinigung zum Einsatz.
- Stickstoff wird als Inertgas bei Spülvorgängen im System bei An- und Abfahrvorgängen der Anlage eingesetzt.
- Methan wird für den Startvorgang benötigt, bevor nach erfolgreicher Zündung und Aufheizung des Systems auf Klärgasbetrieb umgeschaltet werden kann.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Verbrauchszahlen der einzelnen Betriebsmittel zusammenfassend dargestellt.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Summe
Harze	-	300	250	1.450	500	-	500	400	3.400 l
Aktivkohle BZ	50	-	50	-	50	-	50	-	200 kg
Stickstoff	-	30	160	200	130	90	40	60	710 m ³
Methan	-	152	152	38	38	76	38	50	544 m ³
Aktivkohle GR	2	4	-	1	-	2	1	-	10 Behälter

BZ = Brennstoffzelle

GR = Gasreinigung

Bezüglich der Verbräuche lässt sich feststellen, dass insbesondere die Standzeiten der Ionenaustauscherharze (laut Wartungsanweisung alle 3.000 h) deutlich unterschritten wurde.

15. Anlagenzuverlässigkeit

Zur Bewertung der Zuverlässigkeit der Anlage im Klärwerk Rodenkirchen werden folgende Kennzahlen verwendet:

- **Verfügbarkeit**

gerechnet als Betriebszeit / Kalenderzeit; gibt an, welchen Teil eines Monats bzw. Jahres die Anlage in Betrieb war.

- **Mean Time Between Forced Outages (MTBFO)**

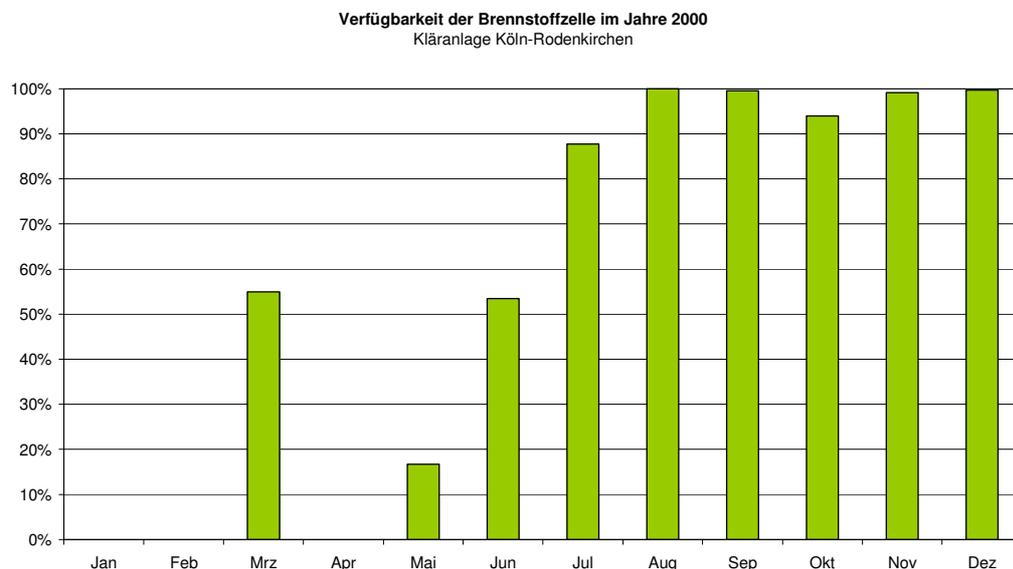
Angabe der durchschnittlichen Betriebszeit zwischen ungeplanten Abschaltungen.

- **Mean Down Time (MDT)**

Angabe der durchschnittlichen Stillstandszeit nach einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung.

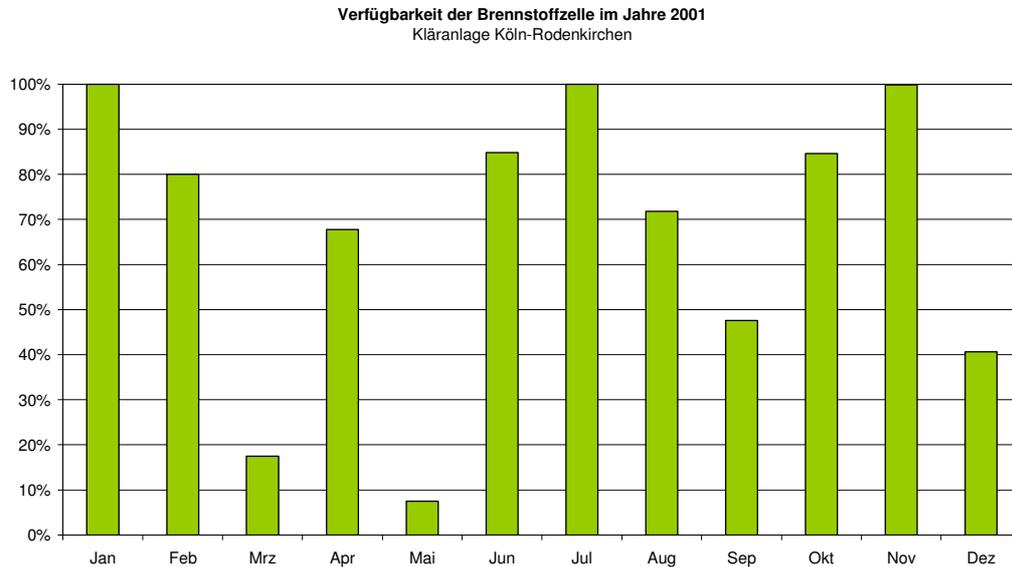
15.1. Verfügbarkeit

Die nachfolgenden Diagramme stellen die unkorrigierte Anlagenverfügbarkeit in den Jahren 2000 bis einschließlich 2008 monatsweise dar.



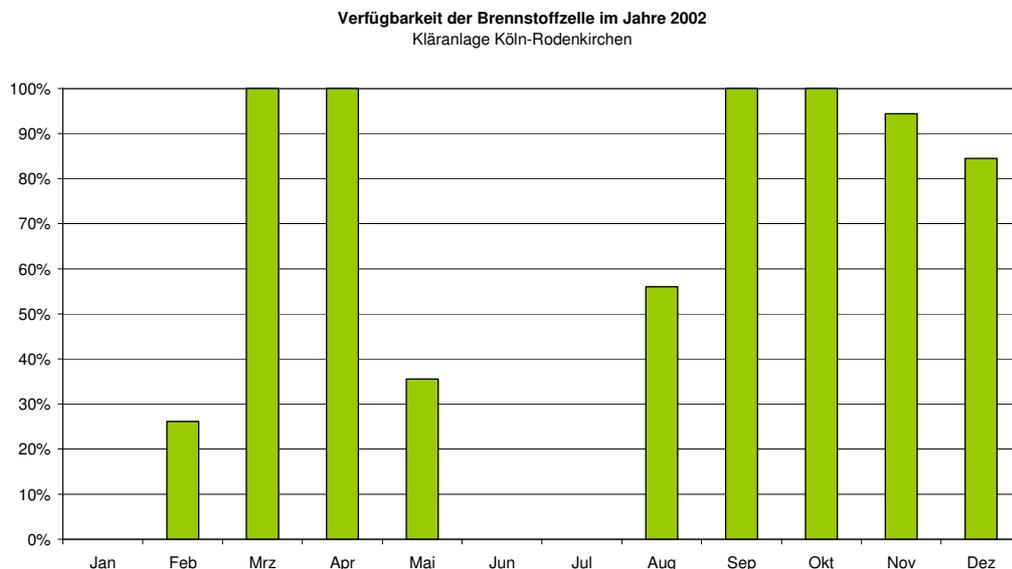
Zeitverfügbarkeit 2000

Der reguläre Dauerbetrieb der Brennstoffzelle begann im Mai des Jahres 2000. Nachfolgend konnte die Anlage bis zum Jahresende ohne größere Probleme mit entsprechend hoher Verfügbarkeit betrieben werden.



Zeitverfügbarkeit 2001

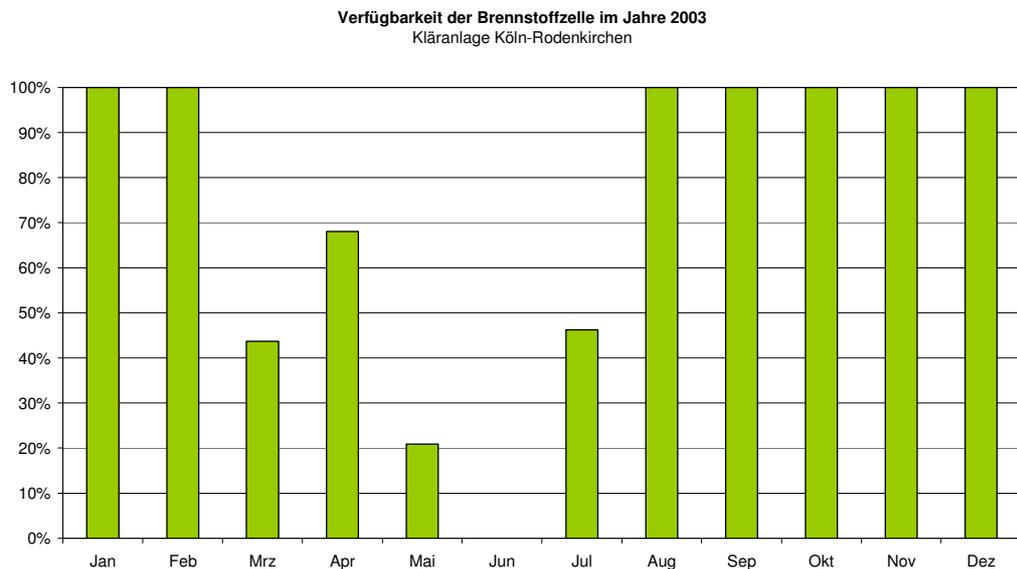
Im Mai 2001 fand die planmäßige Jahresrevision der Brennstoffzelle statt, in den übrigen Monaten ist eine Verfügbarkeit <100% auf ungeplante Stillstände zurückzuführen.



Zeitverfügbarkeit 2002

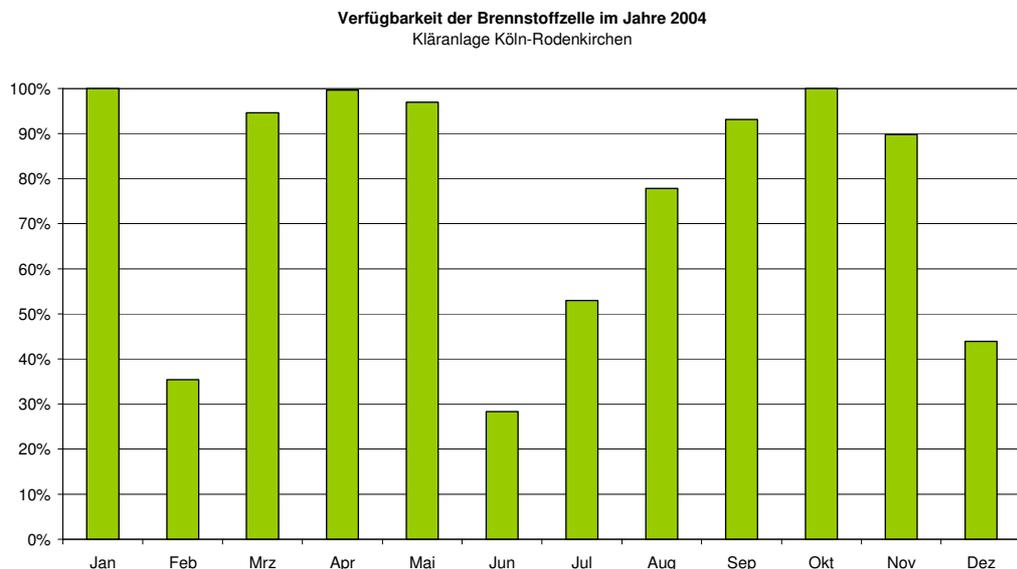
Im Mai 2002 fand erneut die planmäßige Jahresrevision der Brennstoffzelle statt, im Juni 2002 erfolgte eine Revision des Gasometers im Klärwerk. Die lange Stillstandszeit von

Mitte Mai bis Mitte August 2002 ist teilweise darauf zurückzuführen. In den übrigen Monaten resultiert eine Verfügbarkeit <100% aus ungeplanten Stillständen.



Zeitverfügbarkeit 2003

Im März/April 2003 wurde das Zuluftventil für den Reformerbrenner getauscht. Im Mai erfolgte die Jahresrevision inklusive Prüfung der Druckbehälter, die lange Stillstandszeit ist dabei eher auf organisatorische Probleme als auf technische Mängel zurückzuführen.

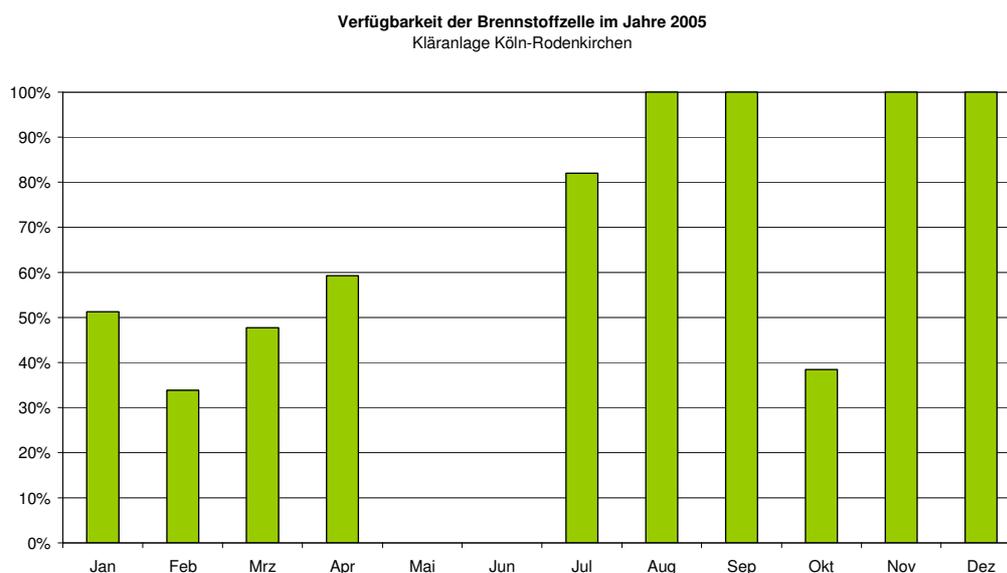


Zeitverfügbarkeit 2004

In den Monaten Juli 2003 bis Februar 2004 ist die Anlage ohne Unterbrechungen im Betrieb gewesen. Dies ist der bislang längste unterbrechungsfreie Lauf der Brennstoffzel-

lenanlage im Klärwerk Rodenkirchen. Ein unterbrechungsfreier Betrieb von 5.006 Stunden ausschließlich mit Klärgas ist bemerkenswert, auch im internationalen Vergleich mit anderen Projekten.

Im Februar 2004 erfolgte eine Instandsetzung des Wechselrichters der Brennstoffzelle. Im weiteren Verlauf des Jahres ist eine Vielzahl kleinerer Störungen aufgetreten, welche die Anlagenverfügbarkeit deutlich verringert haben. Im Dezember 2004 begann ein längerer Anlagenstillstand nach einem Defekt der elektrischen Anfahrheizung.

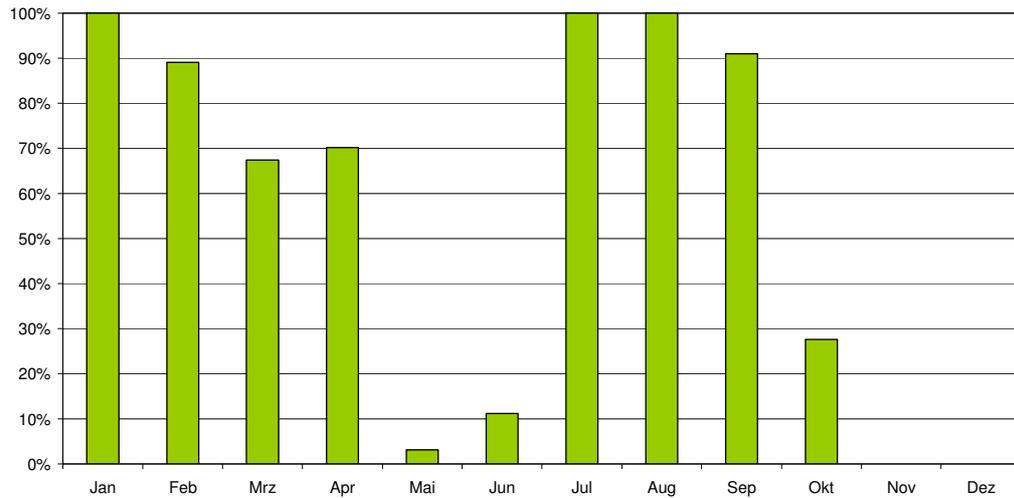


Zeitverfügbarkeit 2005

In der ersten Jahreshälfte 2005 führten mehrere Abschaltungen, die vornehmlich auf Temperaturprobleme in der Wasseraufbereitung zurückzuführen waren zu einer deutlich reduzierten Verfügbarkeit. Im Mai und Juni konnte die Anlage aufgrund eines defekten Gasverdichters in der Verdichterstation nicht betrieben werden.

In der zweiten Jahreshälfte konnte die Anlage dagegen bis auf eine Abschaltung aufgrund eines Vollgesetzten Schmutzfängers und der im gleichen Zeitraum durchgeführten Jahreswartung, sehr zuverlässig betrieben werden.

Verfügbarkeit der Brennstoffzelle im Jahre 2006
Kläranlage Köln-Rodenkirchen

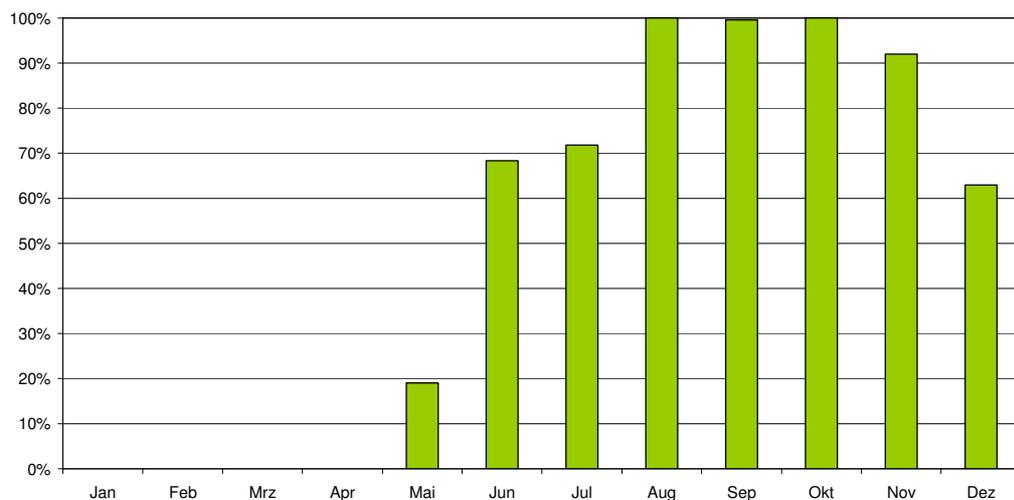


Zeitverfügbarkeit 2006

Nach einer guten Verfügbarkeit im ersten Quartal 2006 kam es in den Folgemonaten zu einzelnen Störabschaltungen mit längeren Stillstandszeiten. Insbesondere im Mai und Juni konnte die Anlage durch Undichtigkeiten im Kühlwassersystem kaum betrieben werden.

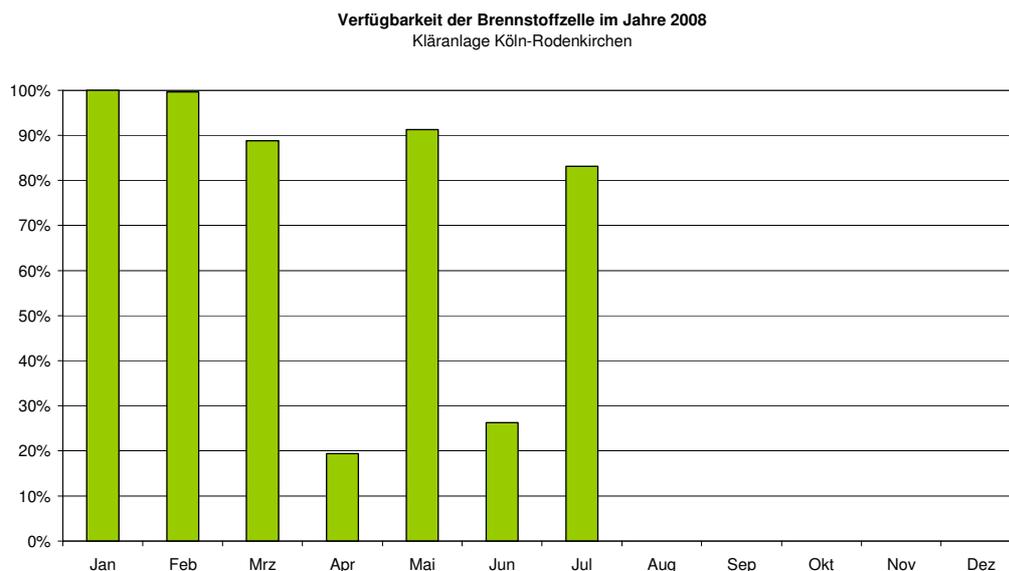
In der zweiten Jahreshälfte zeigt sich, wie bereits im Vorjahr, eine deutlich bessere Verfügbarkeit, bis die Anlage im Oktober zum Austausch des Zellenstapels außer Betrieb genommen wurde. Da der bestehende Zellenstapel beim Hersteller in den USA überholt wurde, konnte die Anlage erst im Folgejahr wieder in Betrieb genommen werden.

Verfügbarkeit der Brennstoffzelle im Jahre 2007
Kläranlage Köln-Rodenkirchen



Zeitverfügbarkeit 2007

Nach Einbau des überholten Zellenstapels konnte die Anlage Mitte Mai 2007 wieder in Betrieb genommen werden. Die reduzierte Verfügbarkeit im Juni und Juli ist auf einen defekten Signalgeber für das Kathoden-Zuluftventil zurückzuführen. Von Ende Juli bis Ende November konnte die Anlage bis auf eine kurzzeitige Unterbrechung (ca. 3 Stunden am 27. September) von Seiten der Gasaufbereitung, fast 4.400 Stunden am Stück betrieben werden, bis Ende November durch eine Inverterstörung für einen längeren Stillstand sorgte.



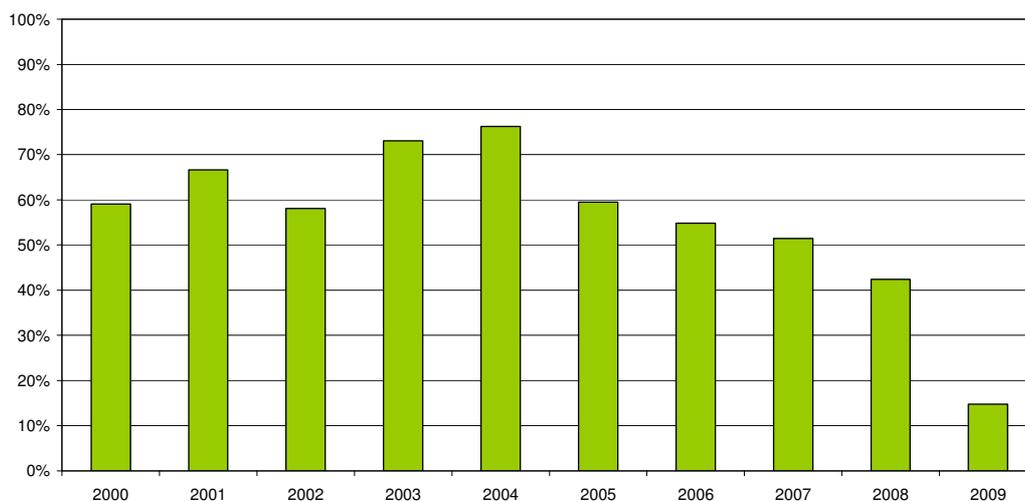
Zeitverfügbarkeit 2008

Im ersten Quartal 2008 weist die Anlage eine sehr gute Verfügbarkeit auf. Im April sorgte eine erneute Inverterstörung für eine längere Stillstandszeit und im Juni konnte die Anlage aufgrund einer externen Störung an der Gasaufbereitungsanlage nicht betrieben werden. Ende Juli wurde die Anlage zur Jahreswartung abgeschaltet. Aufgrund der defekten Not-Aus Funktion, die im Rahmen der TÜV Prüfung entdeckt wurde und der langwierigen Fehlersuche könnte die Anlage bis zum Jahresende nicht wieder in Betrieb genommen werden.

Während einer umfassenden Anlagenbewertung durch den Hersteller im Februar 2009 (siehe Kapitel 12.4) konnte die Anlage wieder in Betrieb genommen werden, so dass sich die Anlage zum Ende des Berichtszeitraumes wieder in Betrieb befand.

Die folgende Abbildung fasst noch einmal die zuvor gezeigten Monatswerte in Form von Jahreswerten zusammen.

Verfügbarkeit der Brennstoffzelle in den Jahren 2000 bis 2009
Kläranlage Köln-Rodenkirchen



Jährliche Zeitverfügbarkeit von 2000 bis 2009

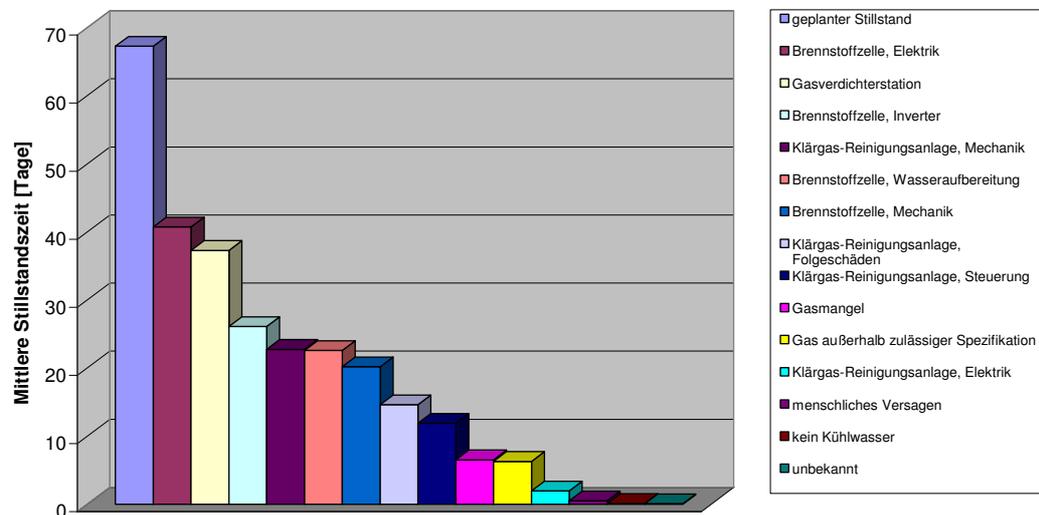
Die höchste Zeitverfügbarkeit konnte in 2004 mit 76% erzielt werden. Bei den Werten für 2006 bis 2008 sind die langen Stillstandszeiten für die Überholung des Zellenstapels und die Beseitigung des im Zuge der TÜV Prüfung erkannten Sicherheitsmangels zu berücksichtigen. Die Angabe für 2009 ist nicht repräsentativ, da nur die Monate Januar bis März betrachtet werden konnten und die Anlage erst kurz vor Erstellung dieses Berichtes wieder in Betrieb genommen werden konnte.

Über den gesamten Betriebszeitraum (März 2000 bis April 2009) betrachtet, ergibt sich eine Zeitverfügbarkeit bzw. effektive Betriebszeit der Anlage von 60,1%.

15.2. Anzahl der Störungen

Im Zeitraum von der Inbetriebnahme im März 2000 bis Ende März 2009 erfolgten insgesamt 61 Abschaltungen der Anlage. Davon erfolgten 57 Abschaltungen automatisch, d.h. durch die Anlagensteuerung, von denen 43 auf Fehlfunktionen der Gesamtanlage zurückzuführen sind. Bei getrennter Betrachtung zeigt sich, dass die Brennstoffzelle selbst mit 28 Abschaltungen nur zu unter 50% für die Abschaltungen verantwortlich gemacht werden kann. 15 Abschaltungen resultieren aus der vorgelagerten Klärgasaufbereitung und Verdichtung, 4 aus zu geringem Klärgasanfall bzw. Qualität, 2 aus Kühlwassermangel sowie 6 aus Bedienfehlern. Weitere 2 Abschaltungen konnten im Nachhinein nicht mehr zugeordnet werden.

Die Störungsursachen wurden analysiert und den verschiedenen Teilsystemen zugeordnet. Die daraus resultierenden mittleren Stillstandszeiten pro Störung sind in dem nachfolgendem Diagramm dargestellt.



Störungsursachen und mittlere Stillstandszeiten

Ein Großteil der Störungen wurde unmittelbar oder als Folgeschaden durch die Kältemaschine in der Klärgas-Reinigungsanlage verursacht. Nach dem Umbau der Klärgas-Reinigungsanlage konnte diese Störungsquelle eliminiert werden.

Die langen Stillstandszeiten resultieren neben der eigentlichen Fehlersuche zum großen Teil aus der Ersatzteilbeschaffung. Teilweise führten aber auch Beschaffungszeiten für Betriebsmittel und die Personalverfügbarkeit im Klärwerk zur Verlängerung einzelner Stillstandszeiten.

Die längsten Stillstandszeiten der Anlage wurden durch die Überholung des Zellenstapels 2006/2007 und der nicht Ordnungsgemäß arbeitenden Anlagensteuerung 2008/2009 verursacht (jeweils ca. 8 Monate).

15.3. Durchschnittliche Betriebs- und Stillstandszeiten

Für die Gesamtanlage wurde eine durchschnittliche Betriebszeit (MTBFO) von 33,2 Tagen (rund 1 Monat) zwischen zwei ungeplanten Stillständen ermittelt. Berücksichtigt man nur die Brennstoffzelle, so beträgt die durchschnittliche Betriebszeit (MTBFO) 95 Tage (>3 Monate).

Die durchschnittliche Stillstandszeit (MDT) lag dagegen bei 22,0 Tagen.

Für die Berechnung der Kennzahlen MTBFO und MDT wurden Definitionen des 'Gas Research Institute' herangezogen. Die genauen Definitionen sind im Anhang 4 dargestellt.

Gemessen an der Gesamtprojektzeit lag die Betriebszeit der Brennstoffzellenanlage bei 60,1%. Berücksichtigt man die externen Störungen, dann liegt die Zeitverfügbarkeit bei 76,4%. Unter Einbeziehung von unverschuldeten Verzögerungen bei der Fehlerbeseitigung bzw. dem Neustart der Anlage, liegt die tatsächliche Verfügbarkeit noch einmal deutlich höher. Aufgrund fehlender Daten kann an dieser Stelle keine detailliertere Angabe erfolgen.

16. Alterungsverhalten einer Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)

Phosphorsäure-Brennstoffzellen (PAFC) unterliegen, wie alle technischen Systeme, einem Alterungsprozess, der an einer langsamen Verringerung der Zellspannung im Langzeitbetrieb erkennbar ist. Im Gegensatz zu Stromerzeugern mit Gasmotoren findet im Falle der Brennstoffzelle kein mechanischer Verschleiß statt, es handelt sich vielmehr um ein langsames Nachlassen der elektrochemischen Aktivität. Diese schleichende Degradation wird auf folgende Vorgänge zurückgeführt:

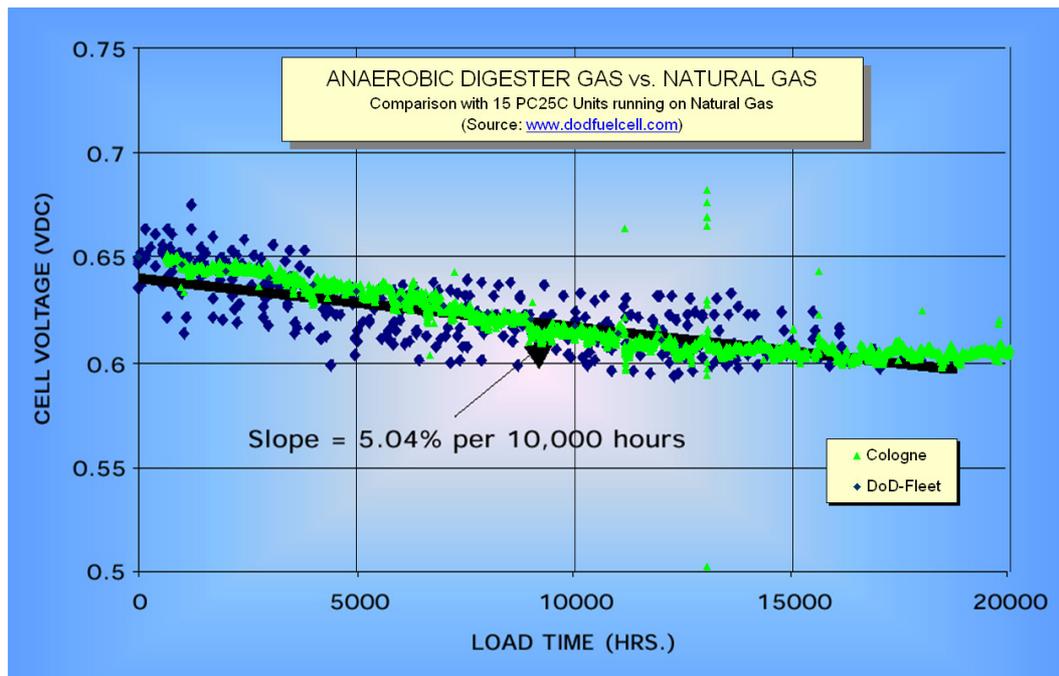
- nachlassende katalytische Aktivität in der Wasserstoffherzeugung
- nachlassende katalytische Aktivität der Kathoden und Anoden
- Elektrolytverlust durch Verdampfung

Nach den bisher vorliegenden Langzeiterfahrungen ist der Elektrolytverlust der dominierende Faktor im Alterungsverhalten von PAFC-Zellenstapeln. Für Anlagen, die Ende der 90er Jahre hergestellt worden sind, beträgt die Laufzeit rund 40.000 Betriebsstunden. Bei darüber hinausgehenden Laufzeiten trocknen früher oder später Bereiche in der Elektrolytmatrix aus und werden gasdurchlässig, erkennbar am rapiden Spannungsabfall in den betroffenen Zellen. Ein Betrieb eines Zellenstapels mit einigen defekten Einzelzellen ist zwar für einen begrenzten Zeitraum möglich, führt jedoch zu irreversiblen Schäden und schließt eine spätere Grundüberholung aus.

In der Brennstoffzelle im Klärwerk Köln-Rodenkirchen wurde erstmals in Europa Klärgas als Energieträger eingesetzt. Anders als beim Einsatz von Erdgas enthält das aus dem Klärgas erzeugte wasserstoffhaltige Prozessgas, das dem Zellenstapel zugeführt wird, deutlich weniger Wasserstoff. Der hohe Anteil an Kohlendioxid im Klärgas, der durch den Prozess durchgeleitet wird, verhält sich zwar chemisch neutral, erhöht aber den Gasdurchsatz erheblich und führt zu größerem Wärmebedarf für die interne Reformierung.

Es stellt sich die Frage, inwieweit der höhere Gasdurchsatz, die geringere Wasserstoffkonzentration an der Anode sowie das Risiko von eingeschleppten Schadstoffen aus dem Klärgas sich negativ auf das Alterungsverhalten auswirken bzw. bereits ausgewirkt haben.

Das nachfolgende Diagramm stellt einen direkten Vergleich mit 15 erdgasbetriebenen Anlagen gleicher Bauart dar. Zum Vergleich wurden die Messwerte der Kölner Brennstoffzelle auf die elektrische Maximallast von 200 kW extrapoliert.

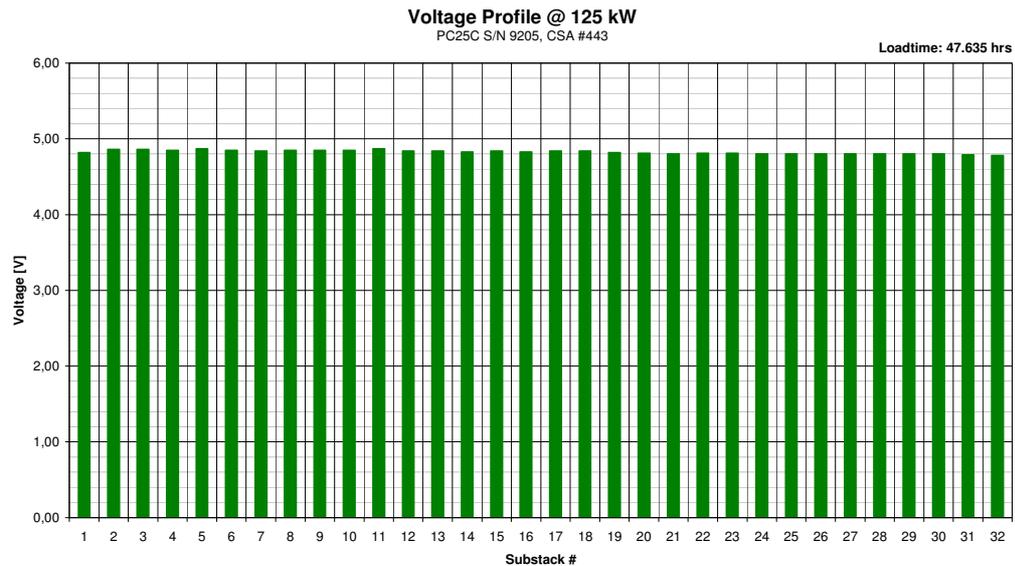


Vergleich Alterungsverhalten Erdgas- und Klärgasbetrieb

Im betrachteten Zeitraum von 20.000 Betriebsstunden lässt sich kein signifikanter Unterschied im Alterungsverhalten der Brennstoffzelle im Betrieb mit Klärgas gegenüber Erdgas erkennen. Wesentlicher Unterschied zwischen einem Erdgas und Klärgasbetrieb ist ein erhöhter Brennstoffbedarf beim Klärgasbetrieb aufgrund des geringeren Heizwertes. Damit ist vor allem bei Vollast eine erhöhte Beanspruchung der durchströmten Anlage teile zu erwarten.

Da die Anlage in Köln-Rodenkirchen allerdings größtenteils, Mangels Klärgasanfalls, ausschließlich im Teillastbetrieb gefahren werden konnte und damit der erhöhte Gasdurchsatz nicht voll zum Tragen gekommen ist, kann das Ergebnis an dieser Stelle nicht verallgemeinert werden.

Grundsätzlich wirkt sich ein erhöhter Teillastbetrieb positiv auf das Alterungsverhalten aus, da dabei die Stromdichte kleiner und die thermische Belastung geringer ist. Aus der Sicht der Zellentwickler ist grundsätzlich eine geringe Belastung vorzuziehen, wobei dann aber der Zellenstapel größer und teurer werden würde.



Spannungsprofil des Zellenstapels nach 47.635 Betriebsstunden

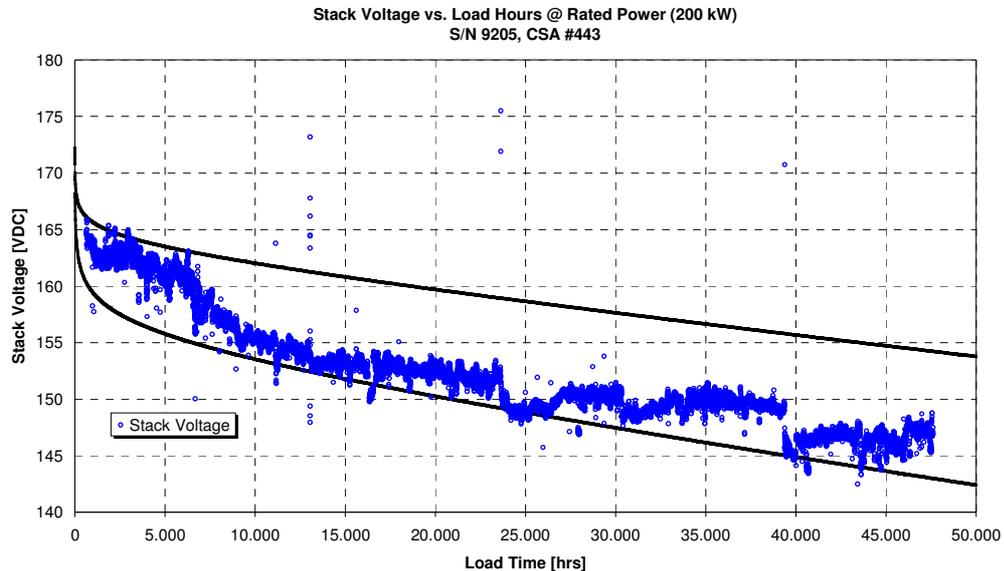
Wie das vorangestellte Diagramm zeigt, weist der Zellenstapel auch nach annähernd 48.000 Betriebsstunden ein sehr gleichförmiges Spannungsprofil auf, d. h. alle Zellen bzw. Zellgruppen liefern die gleiche Spannung. Wie bereits bei der Anlagenbewertung des Herstellers (siehe Kapitel 12.4) festgestellt, sind weder im Zellenstapel noch in der Wasserstofferzeugung (Reformer und Shift Converter) negative Auswirkungen aus den neun Jahren Klärgasbetrieb feststellbar. Damit hat der Betrieb in Rodenkirchen nachgewiesen, dass PAFC-Anlagen mit Klärgas vergleichbare Laufzeiten wie beim Betrieb mit Erdgas erreichen und somit für diesen Einsatzfall von der technischen Seite her sehr gut geeignet sind.

16.1. Betriebsgrenze

Der Wechselrichter der Brennstoffzelle wird mit Eingangsspannungen oberhalb 150 VDC betrieben. Sinkt die Eingangsspannung unter diesen Wert ab, erfolgt eine automatische Leistungsreduzierung, da mit einer Entlastung des Zellenstapels eine Spannungserhöhung einhergeht.

Das Alterungsverhalten der Brennstoffzelle im Klärwerk Rodenkirchen ist ähnlich wie bei Erdgasanwendungen. Da die Anlage entsprechend der erzeugten Klärgasmenge im Mittel mit knapp 150 kW elektrischer Leistung betrieben wird, ist der Gasdurchsatz nur rund 30% höher als beim Erdgasbetrieb (ca. 65 m³/h gegenüber ca. 50 m³/h). Das nachfolgen-

de Diagramm stellt den Verlauf der Zellspannung für den Betriebszeitraum von rund 50.000 Stunden dar.



Entwicklung der Zellenstapelspannung über die Betriebszeit

Die Praxis hat gezeigt, dass die Brennstoffzelle im Klärwerk Köln-Rodenkirchen bis zum Stand von 40.000 Stunden in der üblichen Weise betrieben werden konnte. Zudem wäre es möglich gewesen, die Inverter-Eingangsspannung von 150 V auf 145 V zu senken (Software-Update, auf EPROM erhältlich). Auch ein Betrieb mit geringerer Leistung wäre möglich. Die derzeit 'dienstälteste' PC25C-Brennstoffzelle im Klärwerk in Yonkers, NY ist nach Auskunft des Betreibers (Mr. Yan Kishinevsky, NYPA) rund 45.000 Stunden im Einsatz gewesen, bevor ein Austausch des Zellenstapels erforderlich wurde.

Am 8. März 2005 wurde die ursprünglich vorgesehene Projektlaufzeit von 5 Jahren erreicht. An dieser Stelle wurde entschieden die Anlage weiter zu betreiben und eine Überholung des Zellenstapels durchzuführen.

Wie das vorgelagerte Diagramm bezüglich der Entwicklung der Zellenstapelspannung zeigt, hat die Überholung des Zellenstapels bei rund 39.000 Betriebsstunden keine Verbesserung der Zellspannung zur Folge gehabt. Im weiteren Betrieb zeigt sich sogar ein deutlicher Abfall von 3 bis 4 Volt gegenüber dem Betrieb vor der Überholung. Diese Verschlechterung könnte auf die mehrfache Konditionierung des Zellenstapels zurückzuführen sein, die für den Transport durchgeführt werden musste.

Der Nutzen der Überholung liegt damit weniger in einer Leistungssteigerung, sondern vielmehr in einer Verlängerung der Laufzeit bis erste Zellgruppen durch Austrocknung des Elektrolyten irreversible geschädigt werden. Tritt eine solche Schädigung auf, dann dauert es zum einen erfahrungsgemäß nur noch wenige tausend Betriebsstunden, bis das Ende des Zellenstapel erreicht ist und zum anderen ist an dieser Stelle eine Überholung des Zellenstapels nicht mehr möglich bzw. sinnvoll.

Wie die Anlagenüberprüfung durch den Hersteller gezeigt hat, deutet das Spannungsprofil, rund 10.000 Betriebsstunden nach der Überholung, bisher auf keine Beeinträchtigung des Zellenstapel hin, so dass mit einem weiten Betrieb der Anlage von 1 bis 2 Jahren gerechnet werden kann. Sofern sich diese Werte durch den weiteren Betrieb in der Praxis bestätigen ließen, dann hätte die Überholung des Zellenstapels eine Verlängerung der Betriebszeit in der Größenordnung von ca. 50 bis 65 Prozent, bezogen auf die normale Lebenserwartung von 40.000 Betriebsstunden, zur Folge gehabt.

Verglichen mit einem neuen Zellenstapel, weist ein grundüberholter Zellenstapel demnach eine Lebenserwartung zwischen der Hälfte und Zweidrittel auf, wobei die Kosten dafür im Vergleich nur rund 20% betragen. Eine Überholung des Zellenstapels ist somit empfehlenswert, jedoch nur bei einer Durchführung vor Ort. Die Erfahrungen in Rodenkirchen haben gezeigt, dass der Aufwand für den Transport in die USA zu groß ist. Zum einen aufgrund der damit verbundenen zusätzlichen Kosten und zum anderen durch den erheblichen Zeitaufwand.

Grundsätzlich muss das Verfahren der Elektrolytnachfüllung – bei UTC Power zur Zeit Handarbeit – vereinfacht werden. Erfahrungen anderer Hersteller zeigen, dass dies möglich ist. Zum Beispiel hat die Firma Westinghouse diesbezüglich, für deren luftgekühlte PAFC-Entwicklung, ein patentiertes Verfahren entwickelt.

Zum aktuellen Zeitpunkt, bei rund 50.000 Betriebsstunden, scheint eine Gesamtlaufzeit von über 60.000 Stunden realistisch. Das gesetzte Ziel von 80.000 Betriebsstunden, soweit der Betrieb der Anlage entsprechend fortgesetzt würde, wird damit voraussichtlich nicht erreicht werden können.

17. Weltweite Brennstoffzellenaktivitäten mit Sondergasen

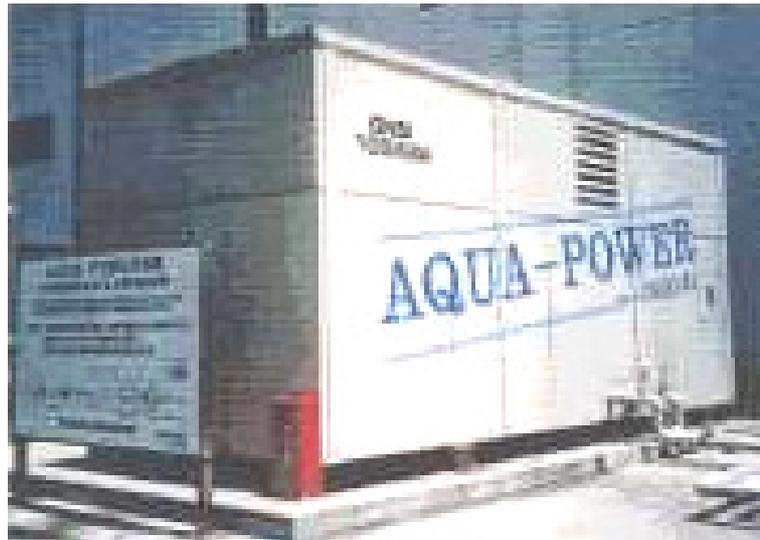
Weltweit sind bis dato ca. 63 Brennstoffzellenanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von mehr als 17 MW zur Verwertung von Klärgas, Biogas und Deponiegas installiert und getestet worden. Die Anlagen wurden überwiegend in den U.S.A. und in Japan installiert, wo stringente nationale Regelungen für die Vermeidung von Luftschadstoffen und die Verwertung von Reststoffen existieren. Allein in New York werden auf fünf kommunalen Kläranlagen neun PC25C-Anlagen betrieben. Entlang der Westküste der U.S.A. befinden sich weitere 15 Brennstoffzellenanlagen, überwiegend Karbonatschmelze-Brennstoffzellen (MCFC).

Die erste Brennstoffzellenanlage, bei der ein Sondergas (in diesem Fall Deponiegas) zum Betrieb eingesetzt wurde, wurde 1994 in Penrose in Kalifornien in Betrieb genommen und dort für 707 Stunden betrieben. Bei der Anlage handelte es sich um eine PC25A von der Firma UTC. Später erfolgte eine Umsetzung der Brennstoffzelle nach Groton in Connecticut, wo die Anlage ab 1996 weiter betrieben wurde.



Erste Testanlage einer Brennstoffzelle mit Deponiegas in Penrose, CA (1995)

Die erste Klärgasanwendung erfolgte 1995 in Yokohama City in Japan. Hier kam eine PC25B von der Firma Toshiba zum Einsatz.



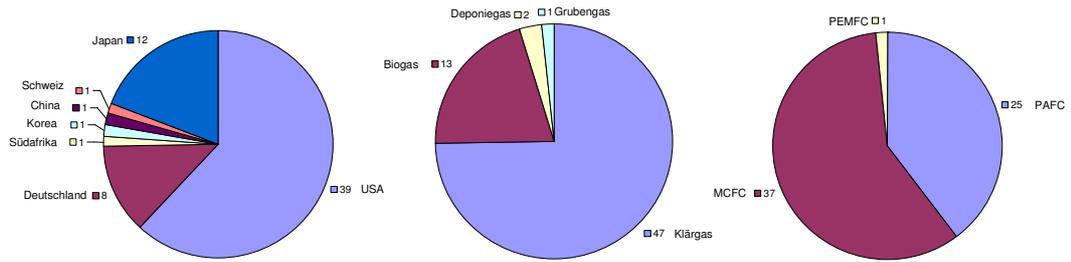
Erste Klärgasanwendung in Yokohama City, Japan (1996)

Im Folgejahr wurde in 1997 die erste Installation in der *westlichen Welt* mit einer PC25C Anlage von der Firma UTC in Yonkers, New Jersey realisiert. Mit dieser Anlage konnten insgesamt über 45.000 Betriebsstunden erzielt werden.



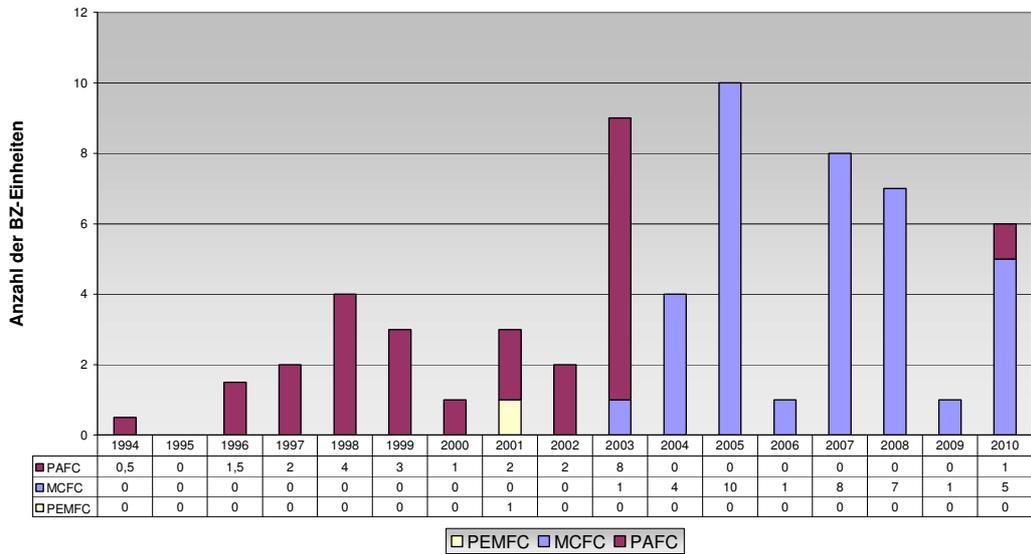
Erste Klärgasanwendung in der „westlichen Welt“ in Yonkers, NY (1997)

Die nachfolgenden Grafiken geben eine Übersicht über die weltweit installierten Anlagen. Die verschiedenen Darstellungen unterscheiden dabei die eingesetzten Sondergase, die verschiedenen Brennstoffzellen Typen sowie die Länder, in denen die Anlagen installiert wurden. Da nicht alle Hersteller bereit waren, eine entsprechende Referenzliste zur Verfügung zu stellen, besteht an dieser Stelle kein Anspruch auf Vollständigkeit.



Weltweite BZ-Projekte sortiert nach Ländern, Gasart und BZ-Typ

Die nachfolgende Abbildung zeigt die zeitliche Abfolge der einzelnen Brennstoffzellen-Anlagen unterteilt nach den verschiedenen Brennstoffzellen Typen. Die „Halbe“ Anlage in 1994 resultiert daraus, dass die Anlage 1996, wie zuvor beschrieben, an einem anderen Standort verlegt wurde.



Zeitliche Abfolge der weltweiten Anlageninstallationen mit Sondergasen

Nachdem anfänglich, mangels fehlender Konkurrenzprodukte, nur PAFC Anlagen zum Einsatz kamen, wurden seit 2004 fast ausschließlich MCFC Anlagen installiert. Im Schnitt wurden in den letzten Jahren ca. 5 bis 10 Anlagen pro Jahr in Sondergasbereich installiert. Der Einbruch in 2009 könnte auf die weltweite Wirtschaftskrise zurückzuführen sein. Für 2010 zeichnet sich mit derzeit 6 bekannten Anlagen, die in diesem Jahr realisiert werden sollen, wieder ein Anstieg der Aktivitäten in diesem Bereich ab.

Seit der ersten Installation einer Sondergas Brennstoffzellenanlage in Deutschland in Köln-Rodenkirchen in 2000 sind in der Zwischenzeit 7 weitere Projekte dieser Art realisiert worden. Dabei kam jedoch ausschließlich der Anlagentyp HotModule von der Firma MTU zum Einsatz. Für 2010 ist bereits eine weitere MTU-Anlage bei einem Automobilzulieferer in Mellrichstadt geplant, die mit Biogas aus einer benachbarten Maissilage-Biogasanlage betrieben werden soll.

Laut Aussagen von MTU ist zwischenzeitlich ein wirtschaftlicher Betrieb einer solchen Anlage, trotz der nach wie vor hohen Investitionskosten, möglich. Dies gilt allerdings nur unter dem Vorbehalt, dass entsprechende Förderprogramme (vergl. Kapitel 2) in Anspruch genommen werden können und die entsprechenden Fördergelder auch bewilligt werden.

Die nachfolgenden Kapitel geben einen Überblick über einige ausgewählte Anlagenbeispiele, die derzeit verfügbaren Brennstoffzellen Produkte, sowie die aktuellen Entwicklungen bei den einzelnen Herstellern.

17.1. Anlagenbeispiele

Nachfolgend sind einige Anlagen, die in den letzten Jahren installiert wurden und deren Betriebserfahrungen aufgeführt. Bei der Auflistung wurden größtenteils Installationen in Deutschland berücksichtigt.

FCE Anlage in Chico, CA (Sierra Nevada Brewery)

Die Brennstoffzellen in Chico, Kalifornien, sind auf dem Gelände der Brauerei „Sierra Nevada Brewing Co.“ installiert. Im Jahre 2005 wurden zunächst vier Brennstoffzellen mit einer elektrischen Leistung von je 250 kW, in Summe 1 MW insgesamt, installiert. Im Jahre 2006 wurde ein Upgrade auf vier Mal 300 kW_{el} durchgeführt. Somit ergab sich ab 2006 eine Gesamtleistung von 1,2 MW.



Installation bei der Sierra Nevada Brewery

Betrieben werden die Brennstoffzellen hauptsächlich mit Erdgas. Je nach aktuell gebräuerter Biersorte können jedoch bis zu 40% der benötigten Gasmenge durch Biogas ersetzt werden. Die Brauerei hat einen Wartungsvertrag mit Fuel Cell Energy (FCE), der unter anderem den Austausch des Zellstapels nach 45.000 Betriebsstunden vorsieht. Im Januar 2009 hatte das System laut einem Artikel im Magazin „BioCycle“ 92% der angestrebten Laufzeit erreicht, was etwa 41.400 Betriebsstunden entspricht.

MTU-Anlage in Leonberg (Vergärungsanlage von Abfällen aus der Biotonne):

Der Landkreis Böblingen setzt seit 2006 in der Vergärungsanlage Leonberg neben klassischen BHKW Aggregaten eine Brennstoffzelle der Firma MTU Onsite Energy GmbH aus Ottobrunn bei München ein. Es handelt sich dabei um eine Anlage auf Basis einer MCFC Brennstoffzelle mit der Modellbezeichnung HotModule, welche eine elektrische Leistung von 250 kW besitzt. Das Rohmaterial zur Gaserzeugung besteht zum größten Teil aus Abfällen aus der Biotonne.

Die Brennstoffzellen-Anlage hatte bis zur Außerbetriebnahme im August 2007 etwa 5.600 Betriebsstunden gelaufen. Zwischenzeitlich ergab sich eine Abschaltung von ca. 6 Wochen aufgrund von Problemen mit der Gasaufbereitung. Als Grund für die Abschaltung in 2007 wurden starke Temperaturschwankungen der Brennstoffzelle genannt. Der elektrische Wirkungsgrad der Anlage betrug im Mittel ca. 45% und lag maximal bei 47%. Im Rahmen der Ursachenanalyse stellte man starke Korrosion im Stack fest.

Man vermutet, dass Chlor- und Schwefelverbindungen sowie Siloxane, welche von der vorgeschalteten Gasreinigung nicht zurückgehalten wurden, für die Schäden verantwortlich sind.



Vergärungsanlage und Hot Module Installation in Leonberg

Derzeit wird in der Anlage ein gebrauchter Stack in Verbindung mit einer verbesserten Gasaufbereitung getestet. Die ersten Ergebnisse sind vielversprechend. Nach Abschluss der Tests soll im ersten Halbjahr 2010 eine neue Brennstoffzelle installiert und in Betrieb genommen werden.

MTU-Anlage in Stuttgart-Möhringen (Kläranlage):

Die Brennstoffzellenanlage im Klärwerk Möhringen wurde im November 2007 in Betrieb genommen und ist nach einer Inbetriebnahmephase seit Januar 2008 auf reinen Klärgasbetrieb umgestellt worden. Es handelt sich auch hier um eine Anlage vom Typ HotModule mit einer elektrischen Leistung von maximal 250 kW.



Hot Module Installation im Klärwerk Möhringen

Auf der Kläranlage Möhringen ist man in der Lage, das Klärgas innerhalb der Grenzwerte bereitzustellen, die man für den Betrieb der Gasreinigungsanlage vorgesehen hatte. So muss beispielsweise der H_2S -Gehalt weniger als 100 mg/Nm^3 betragen, damit die Gasreinigung den Zielwert von unter 1 mg/Nm^3 erreichen kann. Es stellte sich allerdings heraus, dass die Zusammensetzung des Gases unter anderem auch von der Wahl des Fällmittels abhängig ist. Der Grund für verschiedene Störungen der Anlage konnte meist auf Peripherie-Geräte zurückgeführt werden, z. B. Sensoren und Messfühler. Aus Sicherheitsgründen wurde die Anlage so konfiguriert, dass die Anlage bei einer solchen Fehlermeldung direkt abgeschaltet wurde.

Die Anlage konnte bis April 2009 betrieben werden. Danach musste die Anlage wegen Leistungsminderung abgeschaltet werden. Die Zelle wurde ausgebaut und wird zur Zeit untersucht. In die bestehende Anlage ist eine Ersatzzelle eingebaut worden, welche aber bisher noch nicht in Betrieb genommen wurde.

MTU-Anlage in Moosburg (Kläranlage):

Die Brennstoffzelle vom Typ HotModule ist auf dem Gelände der Kläranlagen GmbH Moosburg installiert und seit Dezember 2007 in Betrieb. Zuführt wird der Anlage Klärgas, welches aus der Vergärung von zweidrittel Klärschlamm und eindrittel Bioabfällen besteht.



Hot Module Installation im Klärwerk Moosburg

Laut Aussagen des Herstellers (MTU) hat die Anlage mit einem Stack bisher 17.000 - 18.000 Stunden gelaufen. Weitere Details zum Anlagenbetrieb sind derzeit nicht veröffentlicht.

MTU-Anlage in Erdingen (Brauerei):

Die Brennstoffzelle vom Typ HotModule ist auf dem Gelände der Privatbrauerei Erdinger Weißbräu installiert und seit Juni 2009 in Betrieb. Wegen des hohen Abwasseraufkommens wird in Erding eine anaerobe Vorkläranlage auf dem Brauereigelände betrieben, die bei voller Bierproduktion ca. 100 m³ Biogas in der Stunde erzeugt. Das Gas hat einen Methananteil von 85% und wird nicht als Klärgas, sondern gemäß Biomasseverordnung als Biogas eingestuft.



Hot Module Installation bei der Erdinger Weißbräu

Das Bundeswirtschaftsministerium fördert das zukunftsweisende Energieprojekt mit dem Höchstsatz von 50 Prozent der Investitions- und Betriebskosten während eines dreijährigen Zeitraums. Über die Höhe der Investitionskosten selbst gibt es keine Verlautbarungen. Bei einem offiziellen Festakt am 8. Juni 2009 nahm der damalige Bundesminister für Wirtschaft und Technologie, Freiherr Dr. Karl-Theodor zu Guttenberg, die europaweit erste Brennstoffzelle in einer Brauerei in Betrieb. Der bisherige Anlagenbetrieb verlief nach Angaben des Betreibers bisher völlig reibungslos und ohne jegliche Störungen.

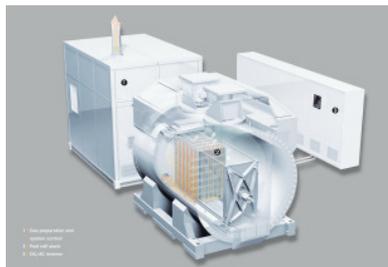
17.2. Verfügbare Anlagentypen

In der Kategorie „einige 100 kW_{el}“, die für den Einsatz auf einer Kläranlage in Frage kommt, sind momentan hauptsächlich die Hersteller Fuel Cell Energy (FCE) aus Danbury, Connecticut, UTC Power aus South Windsor, Connecticut und MTU Onsite Energy aus Ottobrunn, Deutschland am Markt vertreten. Das Spektrum an verfügbaren Modellen reicht dabei von einer elektrischen Leistung von 200 kW (UTC PureCell 200) bis 2.800 kW (FCE DFC 3000). In der nachfolgenden Tabelle sind die einzelnen Modelle und deren wesentlichen technischen Daten zusammengestellt.

Hersteller		Fuel Cell Energy	Fuel Cell Energy	Fuel Cell Energy	MTU Onsite Energy	UTC Power	UTC Power
Modell		DFC 300	DFC 1.500	DFC 3.000	HM 400	PureCell 200	PureCell 400
BZ-Typ		MCFC	MCFC	MCFC	MCFC	PAFC	PAFC
Elektrische Wirkleistung	kW	300	1.400	2.800	345	200	400
Thermische Leistung	kW	237 bei 49°C 141 bei 121°C	1.093 bei 49°C 649 bei 121°C	2.186 bei 49°C 1.299 bei 121°C	250 T _{Abluft} ~75°C	271 bei 60°C 139 bei 121°C	500 bei 60°C 230 bei 121°C
Wirkungsgrade:							
Elektrisch	%	47	47	47	49	40	42
Thermisch	%	n.a.	n.a.	n.a.	35	n.a.	n.a.
Gesamt	%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	max. 90 %
Emissionen:							
NOx		4,5 g/MWh	4,5 g/MWh	4,5 g/MWh	<2 ppm	<6,5 g/MWh	16 g/MWh
CO		n.a.	n.a.	n.a.	<9 ppm	<8 g/MWh	4 g/MWh
Gesamtgewicht	kg	35.000	110.000	163.000	30.000	18.100	27.200
Abmessungen							
Breite	m	6,1	12,8	~17	3	2,9	2,5
Höhe	m	4,4	6,1	7,6	3,9	3	3
Tiefe	m	8,5	17,7	23,8	10	5,4	8,7



Produktpalette Fuel Cell Energy (FCE)



Produktpalette MTU Onsite Energy



Produktpalette UTC Power

17.3. Entwicklungen bei UTC Power (PAFC-Technologie)

Die PAFC-Technologie wird seit Jahren kritisch bewertet, da sie bisher keine wirtschaftliche Alternative zu herkömmlichen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auf der Basis von Gasmotoren und Gasturbinen darstellt. Zunächst schien es um das Jahr 2000 so, dass UTC sich von der Technik der PC25 verabschieden wolle, als UTC Power einen Technologiewechsel auf die Protonenaustauschermembran-Brennstoffzelle (PEMFC) ankündigte.

In den letzten Jahren verdichten sich die Anzeichen, dass der PAFC eine Renaissance bevorsteht, nachdem UTC Power die Mittel und Ressourcen für eine Weiterentwicklung und Verbesserung der PC25C, die zwischenzeitlich in PureCell 200 umbenannt worden war, erhöht hat. Mitte des Jahres 2005 erfolgte eine Pressemitteilung, in der ehrgeizige Ziele für das Nachfolgemodell PC25D genannt wurden. So soll die Lebensdauer des Zellstapels auf 10 Jahre bzw. 80.000 Stunden Dauerbetrieb verdoppelt werden. Ferner soll erneut eine Verkleinerung des Aggregates erfolgen, ähnlich wie schon bei der Weiterentwicklung von den A- und B-Modellen auf die PC25C. Dank geringerer Abmessungen der Hauptkomponenten soll die Herstellung wesentlich einfacher und damit kostengünstiger ausfallen als bisher, auch wenn steigende Rohstoffpreise dem entgegenstehen. Zudem ist eine Ausführung mit doppelter Leistung (400 kW) vorgesehen. Die Markteinführung dieser Generation von PAFC-Anlagen (PureCell 400) ist in Nordamerika in 2009 erfolgt. Für das Jahr 2010 ist auch eine Klärgasvariante angekündigt. Ab wann genau der neue Anlagentyp PureCell 400, als auch die PureCell 200, hier in Europa erhältlich sein werden, ist derzeit noch nicht bekannt.

17.4. Entwicklungen bei MTU Onsite Energy (MCFC-Technologie)

In den letzten Jahren verschob sich das Interesse zunehmend auf die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC). Im Gegensatz zur PAFC wird in einer MCFC Kohlendioxid für die Bildung von Karbonat-Ionen benötigt, welche den Ladungstransport durch die Zelle bewirken. Der Betrieb mit CO₂-haltigen Gasen wirkt sich positiv auf den Betrieb einer MCFC aus und macht diesen Brennstoffzellentyp besonders gut geeignet für Klärgas, Deponiegas und Biogas. Allerdings ist auch die MCFC-Technik derzeit noch sehr teuer.

Insbesondere in Deutschland wurde zuletzt bei der Installation von Brennstoffzellen zur Verwertung von Klärgas die MCFC-Technologie gewählt. Konkret handelt es sich um das sogenannte HotModule der Firma MTU Onsite Energy aus Ottobrunn mit einer elektrischen Leistung von 250 kW. Die erste Anlage wurde im Sommer 2005 in der Kläranlage Ahlen in Betrieb genommen. Die Projektabwicklung erfolgte seinerzeit durch die RWE Fuel Cells GmbH aus Essen, die bereits im Folgejahr eine weitere vergleichbare Anlage zur Verwertung von Biogas errichtet und in Betrieb genommen hat.

Neben der Anlage mit 250 kW ist inzwischen auch eine 345 kW Variante („HM400“, HotModule400) mit einem elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 49 % erhältlich. Das aktuelle Produkt wird vollkommen eigenständig von der MTU Onsite Energy GmbH ent-

wickelt und gebaut. Noch vor einigen Jahren wurde der Stack vom damaligen Partnerunternehmen Fuel Cell Energy (FCE) aus den USA bezogen. Auch die für den Betrieb von Sondergasen erforderliche Gasaufbereitung kann direkt von MTU bezogen werden. Derzeit sind verschiedene Ausführungen für den Betrieb mit Erdgas (Modell „HM400N“), Biogas (Modell „HM400B“), Klärgas (Modell „HM400S“) und Methanol (Modell „HM400M“) erhältlich.

17.5. Entwicklungen bei FCE (MCFC-Technologie):

Bei Fuel Cell Energy (FCE) aus den USA sind momentan drei Leistungsklassen verfügbar. Dabei stellt die DFC300 mit 300 kW_{el} die kleinste Anlage dar. Des Weiteren sind zwei Modelle mit der Bezeichnung DFC1.500 (1.400 kW_{el}) und DFC3000 (2.800 kW_{el}) verfügbar. Die Anlagen von FCE sind vornehmlich in den USA und dort größtenteils in Kalifornien installiert worden. Aktuell ist ein Vertrieb in Europa derzeit nicht geplant.

In 2007 wurde ein Kooperationsvertrag über 10 Jahre mit dem Energieversorger POSCO Power aus Süd Korea geschlossen. Im Rahmen der Kooperation hat POSCO bis Ende 2009 die bisher weltweit größte Produktionsstätten für Brennstoffzellen in Süd Korea mit einer Kapazität von 50 MW pro Jahr errichtet. Der Stack und damit die Kernkomponente für die Brennstoffzellenanlagen wird dabei von FCE geliefert. In 2009 waren in Summe ca. 23 MW in Süd Korea installiert. Für 2010 / 2011 wurden in 2009 weitere 30,8 MW geordert. Langfristig ist zum einen der Ausbau der Produktion auf 100 MW pro Jahr geplant (bis 2011) und zum anderen soll auch die Stackproduktion zukünftig bei POSCO in Süd Korea erfolgen. Ein entsprechender Vertrag für den Technologietransfer wurde im Herbst 2009 unterzeichnet.

18. Alternative Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas

Im folgenden werden weitere Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas beschrieben, hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile als auch ihrer Wirtschaftlichkeit gegenübergestellt und abschließend hinsichtlich ihrer zukünftigen Einsatzchancen bewertet.

18.1. Gasmotoren

Gasmotoren dominieren den Markt für dezentrale Energiesysteme im Leistungsbereich von einigen Kilowatt bis einigen Megawatt. Eine Vielzahl von Anbietern und ein reger Wettbewerb bestimmen das Bild, vgl. die Ausgabe "BHKW Kenndaten 2005", herausgegeben von der ASUE. Mehrere tausend Gasmotoren sind in Blockheizkraftwerken im Einsatz, sie werden mit Erdgas oder mit Klärgas betrieben. Mit Ausnahme des Klärwerks Rodenkirchen setzen die Stadtentwässerungsbetriebe Köln derzeit bereits an allen Kölner Klärwerken Gasmotor-BHKW ein.

Gasmotoren arbeiten in der Regel nach dem Prinzip des Ottomotors, d.h. die interne Verbrennung wird über eine Fremdzündung (Zündkerze) ausgelöst. Alternativ werden auch Zündstrahl-Motoren eingesetzt, in denen das Gemisch aus Brenngas und Verbrennungsluft durch Zündöl (z. B. Biodiesel) gezündet wird.

Bei den Gas-Otto-Motoren unterscheidet man zwischen Saugmotoren und aufgeladenen Motoren (Turbolader), außerdem erfolgt eine Unterteilung nach der Art der Abgasreinigung in stöchiometrischen Betrieb mit nachgeschaltetem Dreiwege-Katalysator und in Magerbetrieb ("Lean-Burn") mit nachgeschaltetem Oxidationskatalysator. Erstere erreichen dank des Dreiwege-Katalysators sehr niedrige Abgasemissionen, letztere bieten höhere elektrische Wirkungsgrade.

Für den gasmotorischen Einsatz spielen der Energiegehalt (Brenn- bzw. Heizwert) des Brenngases und die Klopffestigkeit des Brenngases eine wesentliche Rolle. Klärgas weist einen geringeren Energiegehalt auf als Erdgas (Klärgas ca. 6 kWh/m^3 gegenüber Erdgas ca. 10 kWh/m^3), entsprechend größer müssen die Gaszufuhr und der Gasmischer am Motor dimensioniert werden. Saugmotoren stoßen hier konstruktionsbedingt an ihre Grenzen und müssen Leistungseinbußen hinnehmen. Motoren mit Turbo-Aufladung hingegen können den geringeren Energiegehalt durch Anpassung des Ladedruckes und höhere Füllgrade gut kompensieren.

Aufgeladene Motoren werden meist nach dem Magerprinzip betrieben, d. h. mit einem Luftüberschuss bei der Verbrennung. Das Gas-Luft-Gemisch enthält dann weniger Kraftstoff und neigt weniger zur Selbstzündung, entsprechend kann ein höheres Verdichtungsverhältnis gewählt werden, was den Motor effizienter macht. Magermotoren dominieren heute den Markt für Gasmotor-BHKW. Saugmotoren mit Dreiwege-Katalysator, die heute aus Umweltschutzgründen in PKW mit Ottomotoren Stand der Technik sind, haben sich im stationären Gasmotor-BHKW nicht durchsetzen können und nehmen nur mehr eine Nische ein.

18.2. Zündstrahlmotoren

Zündstrahlmotoren arbeiten nach dem Dieselprinzip. Der Zündstrahlmotor verdichtet das Klärgas-Luft-Gemisch bis nahe an dessen Zündtemperatur und spritzt dann eine geringe Menge (Bio-) Diesel als Zündstrahl ein. Der Zündstrahl liefert gegenüber einer Zündkerze eine höhere Zündenergie und bewirkt eine sichere Zündung des Klärgas-Luft-Gemisches auch bei sehr niedrigem Methangehalt oder bei sehr großem Luftüberschuss in der Verbrennung.

Diesel- bzw. Zündstrahlmotoren arbeiten mit höheren Verdichtungsverhältnissen als Gas-Otto-Motoren. Die hohe Klopfestigkeit des Klärgases macht den Einsatz dieses Motorprinzips überhaupt erst möglich. Der thermodynamische Wirkungsgrad von Verbrennungsmotoren wird maßgeblich vom Verdichtungsverhältnis beeinflusst, je größer das Verdichtungsverhältnis, umso besser der Wirkungsgrad. Genau wie ein Diesel-PKW sparsamer im Verbrauch ist als ein Benziner mit gleicher Leistung, ist ein Zündstrahlmotor sparsamer gegenüber einem herkömmlichen Gasmotor-BHKW. Für den Einsatz im Klärwerk kann eine entsprechend größere und leistungsstärkere Maschine gewählt werden, die aus dem begrenzt vorhandenen Klärgasaufkommen ein Maximum an elektrischer Energie erzeugen kann.



Schnell ES 2505, 250 kW

(Quelle: Schnell Zündstrahlmotoren)

Nachteilig am Zündstrahlmotor ist dessen schlechteres Emissionsverhalten und der zusätzliche Bedarf an Zündöl bzw. (Bio-) Diesel. Die verwendeten Motoren werden üblicherweise in LKWs eingesetzt und haben gegenüber reinen Stationärmotoren eine geringere Lebensdauer, allerdings sind sie auch wesentlich preiswerter.

18.3. Mikrogasturbinen

Gasturbinen dominieren den Markt für dezentrale Energiesysteme im elektrischen Leistungsbereich ab 3 bis 5 MW. Kleinere Gasturbinen im Leistungsbereich von 1 bis 3 MW werden als Alternative zum Gasmotor-BHKW dort eingesetzt, wo eine höhere Abwärmequalität gefordert wird, die von Gasmotoren nicht bereitgestellt werden kann (z. B. Dampferzeugung aus dem heißen Turbinenabgas, ggf. mit Zusatzfeuerung).

Gasturbinen arbeiten im offenen Kreislauf: Luft wird in einem Turboverdichter verdichtet, in einer Brennkammer wird Brennstoff zugeführt und verbrannt und das heiße Verbrennungsgas wird über eine Turbine expandiert, die gleichzeitig den Verdichter und einen Generator antreibt.

In jüngster Vergangenheit sind sog. Mikrogasturbinen in den Markt eingeführt worden. Eine klare Abgrenzung gegenüber den übrigen Gasturbinen gibt es bisher nicht, jedoch ist vielen Mikrogasturbinen gemein, dass sie einen Hochfrequenz-Generator enthalten, dessen Rotor fest mit der Turbine verbunden ist und mit sehr hohen Drehzahlen bzw. Frequenzen arbeitet. Übliche Turbinendrehzahlen liegen zwischen 60.000 und 100.000 min⁻¹,

der so erzeugte hochfrequente elektrische Strom wird über eine Leistungselektronik an die jeweilige Netzspannung und Netzfrequenz angepasst.



*200 kW Mikrogasturbine von Ingersoll Rand im Klärwerk Lancaster, CA.
(Los Angeles County Sanitation Districts)*

Die in Mikrogasturbinen verwendete Technik ist vom Turbolader abgeleitet worden, der Aufbau einer Mikrogasturbine ist entsprechend einfach und kostengünstig. Die bekanntesten Hersteller von Mikrogasturbinen sind die Firmen Capstone aus den U.S.A. und Turbec aus Schweden bzw. Italien, sie stellen Systeme im elektrischen Leistungsbereich zwischen 30 und 100 kW her. Ein 200 kW – System von Capstone befindet sich in der Markteinführungsphase. Eine weitere 200 kW – Mikrogasturbine wird vom U.S.-amerikanischen Hersteller Ingersoll Rand angeboten, diese verwendet herkömmliche Getriebetechnik zur Anpassung der Turbinendrehzahl auf die Generator-drehzahl und verzichtet auf die Leistungselektronik.

Mikrogasturbinen weisen prinzipbedingt relativ geringe elektrische Wirkungsgrade auf, da bei den kleinen Dimensionen Leckströme bzw. Spaltverluste in der Turbine und im Verdichter vergleichsweise hoch sind. Gasturbinen und Mikrogasturbinen weisen dank des hohen Luftüberschusses in der Verbrennung sehr niedrige Emissionswerte auf, die ihren Einsatz speziell in Ballungsräumen mit restriktiven Emissionsbestimmungen rechtfertigen. So ist etwa der Einsatz von stationären Gasmotoren im Großraum Los Angeles nicht erlaubt, da dort ein Grenzwert von 1 ppm für Stickoxide existiert, der nur mit Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen eingehalten werden kann.

Der Einsatz von Gasturbinen mit Klärgas ist langjährig erprobt und gilt als Stand der Technik, auch wenn wegen der Leistungsgröße und dem daraus resultierenden Gasbedarf nur sehr wenige große Kläranlagen Gasturbinen einsetzen können.

Auch der Einsatz von Mikrogasturbinen mit Klärgas ist langjährig erprobt, wegen ihres schlechteren elektrischen Wirkungsgrades gegenüber Gasmotoren werden sie bevorzugt dort eingesetzt, wo restriktive lokale Emissionsvorschriften den Einsatz von Gasmotoren ausschließen (Beispiel: Los Angeles, CA.). Zukünftig wird der Einsatz von Mikrogasturbinen zur Schlamm-trocknung neue Einsatzmöglichkeiten für diese Systeme eröffnen /4/.



*Zehn 30 kW Mikrogasturbinen von Capstone im Deponiegasbetrieb
(Los Angeles County Sanitation Districts)*

18.4. Brennstoffzellen

Die Entwicklung der Brennstoffzellen für den Einsatz mit Klär- und Biogasen wird seit dem Anfang der 90er Jahre vorangetrieben. Ein erster Meilenstein waren die Versuche von UTC Power und ihrem damaligen japanischen Partner Toshiba, die seit 1995 in Yokohama City erstmals unter Praxisbedingungen eine Brennstoffzelle in einer Kläranlage erprobt haben. Die Brennstoffzelle wurde zunächst in Kombination mit einer Methan-anreicherung betrieben, später dann erfolgte eine Modifikation (größere Leitungsquerschnitte), um den Betrieb mit dem niederkalorigen Klärgas direkt zu ermöglichen.

Weitere Projekte folgten in New York und in Boston (1997), bei den japanischen Brauereien Asahi und Sapporo (1998), in Portland, Oregon (1999) und in Köln (2000). Mit der

Installation der Brennstoffzelle im Kölner Außenklärwerk Rodenkirchen haben die STEB Köln AöR und die RheinEnergie AG sich frühzeitig mit der innovativen Technik der Brennstoffzelle vertraut gemacht und eine Vorreiterrolle eingenommen. Das ursprünglich auf fünf Jahre veranschlagte Projekt wird nach einer erfolgreichen Grundüberholung des Zellenstapels fortgesetzt und soll bis zu 10 Jahre Gesamtlaufzeit erreichen, vergleichbar mit herkömmlichen KWK-Aggregaten auf Kläranlagen.

Inzwischen ist der Einsatz von Klärgas in stationären Brennstoffzellen hinreichend erprobt und in zahlreichen Demonstrationsanlagen rund um die Welt dokumentiert. In Deutschland wurden nach dem Kölner Projekt noch weitere stationäre Brennstoffzellenanlagen der 200 kW – Leistungsklasse für Klär- und Biogas installiert und mehrere Jahre betrieben, etwa in Ahlen (2005), Leonberg (2006) und in Stuttgart (2007).



*Brennstoffzellenanlage zur Verwertung von Klärgas
in der Kläranlage Ahlen (RWE, 2005)*

Zur Zeit dominieren zwei Systeme den Markt für große stationäre Brennstoffzellen, es handelt sich um die sog. PC25C / PureCell 200 des U.S. amerikanischen Herstellers UTC Power sowie das sog. 'HotModule' des deutschen Herstellers CFC Solutions. Die PC25C

/ PureCell 200 wird ab 2010 voraussichtlich durch die größere PureCell 400 mit 400 kW elektrischer Leistung ersetzt werden.

Weitere Brennstoffzellenprodukte werden etwa von Siemens entwickelt, bisher gibt es aber nur Einzelstücke bzw. Prototypen. Ein Brennstoffzellenprodukt des Herstellers Ballard war nicht erfolgreich und wird derzeit nicht mehr angeboten.

Anhand der umfangreichen eigenen Erfahrungen der STEB Köln und der RheinEnergie AG mit Brennstoffzellen steht fest, dass ein wirtschaftlicher Betrieb beim derzeitigen Stand der Technik noch nicht möglich ist. Durch die Fortsetzung des Betriebs der Brennstoffzelle im Kölner Außenklärwerk Rodenkirchen werden aber weitere wertvolle Erfahrungen zur Langzeitauglichkeit gesammelt.

18.5. Gaswärmepumpen

Eine interessante Alternative für den Einsatz von Klärgas ist die Wärmeerzeugung auf der Kläranlage mittels Gaswärmepumpen. Eine Gaswärmepumpe arbeitet nach dem gleichen Prinzip wie eine Elektrowärmepumpe, außer dass ein Gasmotor als Antrieb verwendet wird. Gegenüber dem Elektro-Antrieb kann beim Gasmotor zusätzlich noch die Abwärme des Motors genutzt werden, was eine maximale Effizienz ermöglicht. Als Wärmequelle wird das Abwasser genutzt, das ganzjährig mit Temperaturen $>10^{\circ}\text{C}$ zur Verfügung steht.

Gegenüber einem Brennwärtekessel ergeben sich beim Einsatz von Gaswärmepumpen zur Wärmeerzeugung Brennstoff-Einsparungen von mehr als 30%. Besonderes Augenmerk ist allerdings auf das Temperaturniveau im Heizungssystem des versorgten Objektes zu legen, denn Wärmepumpen arbeiten umso effizienter, je niedriger die Vorlauftemperatur im Heizungsnetz ist.

Neben dem direkten Antrieb des Wärmepumpenprozesses über einen Gasmotor ist noch die Kombination aus Gasmotor-BHKW plus Elektrowärmepumpe denkbar. Diese Kombination erlaubt maximale Wärmeproduktion im Winter und Stromerzeugung im Sommer, wenn kaum Wärmebedarf gegeben ist. Auch eine Sonderkonstruktion ist bereits realisiert worden, bei der ein Generator und der Kompressor der Wärmepumpe gemeinsam über einen Gasmotor angetrieben wurden. Beim Wärmepumpenbetrieb war der Generator stromlos, beim Generatorbetrieb wurde der Kompressor durch eine Kupplung getrennt. Insgesamt erwies sich das Konzept in der Praxis aber als zu störanfällig.

Der Einsatz einer Gaswärmepumpe gewinnt besonders an Bedeutung, wenn an einem Standort Klärgas auf Erdgasqualität aufbereitet und in Erdgasnetze eingespeist werden soll. In diesem Fall muss eine möglichst effiziente Methode für die Beheizung der Faulbehälter gefunden werden, um den thermischen Eigenbedarf bzw. die Verluste an Klärgas so gering wie möglich zu halten.



*Gaswärmepumpe im Heizwerk Nahwärme-Ost
Stadtwerke Göppingen / Energieversorgung Filstal
(www.asue.de)*

Bislang gibt es keine Anreize für eine Wärmeerzeugung mit Klärgas, weder für den Einsatz dieses Gases in Heizungsanlagen, noch für die Verwendung in Gaswärmepumpen. Mit der Einführung eines Wärmegesetzes für erneuerbare Energien kann diese Technik zukünftig an Bedeutung gewinnen.

18.6. Stirling-Motoren

Stirling-Motoren arbeiten mit einem geschlossenen Kreisprozess, in dem ein gasförmiges Arbeitsfluid (meist Helium) zwischen zwei Arbeitszylindern hin- und herbewegt wird. In einem Kompressionszylinder wird das Gas komprimiert und in einen Arbeitszylinder gefördert. Dort wird das Gas erhitzt und expandiert, es verrichtet mechanische Arbeit. Das expandierte Gas wird anschließend abgekühlt und wieder in den Kompressionszylinder gefördert, der Zyklus beginnt von vorn.

Obwohl der Stirlingmotor nach der Dampfmaschine die zweitälteste Antriebsmaschine ist, hat er zu Beginn des 20. Jahrhunderts rapide an Bedeutung verloren und wurde von den wesentlich kleineren und leistungstärkeren Verbrennungsmotoren (Otto / Diesel) verdrängt.



Flexgen Stirling-BHKW der Firma Qalovis Farmer Automatic Energy

Nachteilig für den Stirling-Motor sind dessen geringe Leistungsdichte und niedrige elektrische Wirkungsgrade. Ein Vorteil ist hingegen der geschlossene Arbeitsprozess mit einer außen liegenden Brennkammer, die den Stirling-Motor grundsätzlich unabhängig von der Art des eingesetzten Brennstoffes macht. Stirling-Motoren arbeiten mit gasförmigen, flüssigen und festen Brennstoffen wie Erdgas, Heizöl und Kohle oder Holz. Sie können aber auch mit getrocknetem Rinderdung befeuert werden, oder aber im Brennpunkt eines Parabolspiegels mit Solarenergie angetrieben werden und gelten deshalb als Alternative für die lokale Energieversorgung abgelegener, wenig entwickelter Gebiete.

Wegen der geringeren elektrischen Wirkungsgrade gegenüber dem Gas-Otto-Motor werden Stirling-Motoren bisher nur in Ausnahmefällen auf Kläranlagen eingesetzt.

18.7. ORC-Anlagen

ORC-Anlagen (ORC = Organic Rankine Cycle) arbeiten vergleichbar einem geschlossenen Dampfturbinen-Kreisprozess, sie verwenden jedoch an Stelle von Wasser ein niedrig

siedendes Arbeitsfluid, wie etwa Pentan oder fluorierte Kohlenwasserstoffe (Kältemittel). Analog zum Dampfturbinen-Kreisprozess wird das Arbeitsfluid zunächst in flüssigem Zustand durch eine Pumpe auf hohen Druck gebracht, dann unter Wärmezufuhr verdampft, in einer Arbeitsturbine expandiert und anschließend unter Wärmeabfuhr wieder verflüssigt.

ORC-Anlagen eignen sich besonders zur energetischen Verwertung von Wärmequellen mit niedrigem Temperaturniveau. Sogar Wärmequellen mit Temperaturen von unter 100°C können noch zum Antrieb eines ORC-Systems verwendet werden, typische Anwendungen sind industrielle Abwärme, Geothermie, Solarthermie sowie Holzfeuerungen.

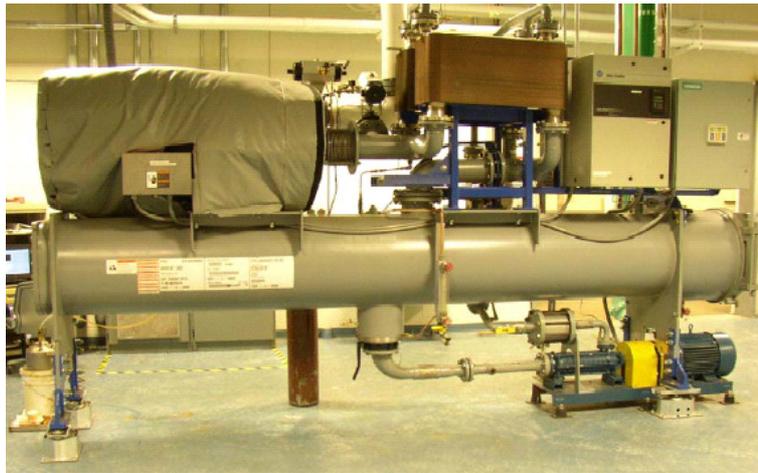


*200 kW ORC-Anlage an einer Deponiegasfackel bei Austin, TX.
(2005, UTC Power)*

Der Temperaturunterschied zwischen der Wärmequelle und der Wärmesenke (meist Umgebungstemperatur) ist gering, entsprechend sind die elektrischen Wirkungsgrade von ORC-Systemen äußerst bescheiden und liegen üblicherweise in Bereichen um die 10%.

ORC-Systeme sind eine langjährig erprobte und etablierte Technik. Übliche elektrische Leistungsgrößen für ORC-Anlagen liegen zwischen 500 kW und 2 MW, aber auch wesentlich größere Anlagen mit bis zu 16 MW sind gebaut worden. Auch deutlich kleinere Systeme werden aktuell entwickelt und erprobt.

ORC-Systeme arbeiten analog zum Stirling-Motor mit gasförmigen, flüssigen oder festen Brennstoffen. Sie werden bevorzugt dort eingesetzt, wo das Temperaturniveau einer Wärmequelle für Dampfmaschinen oder Dampfturbinen zu niedrig ist, oder wo Brennstoffe eingesetzt werden, die in anderen Arbeitsmaschinen nicht genutzt werden können.



*200 kW ORC-Anlage zur Abwärmenutzung aus Gasmotor-BHKW
2 x CAT G3608, Chino, CA. (UTC Power)*

Es ist nicht bekannt, ob ORC-Systeme bereits direkt mit Klärgas befeuert worden sind. Der Betrieb mit Fackelgas aus einer Deponie ist hingegen bereits erprobt worden. Ein Einsatz mit Klärgas ist ohne weiteres möglich, wegen des schlechten Wirkungsgrades von ORC-Systemen aber nicht sinnvoll.

ORC-Systeme bieten indes eine interessante Möglichkeit, den elektrischen Wirkungsgrad großer KWK-Anlagen zu steigern, indem die Abwärme eines Gasmotor-BHKW oder einer Gasturbine zum Antrieb des ORC-Prozesses genutzt wird.

18.8. Klärgas-Aufbereitung auf Erdgasqualität

Klärgas entsteht durch den biologischen Abbau organischer Materie unter anaeroben Bedingungen. Das dabei freigesetzte Gas besteht aus Methan und Kohlendioxid, ggf. mit geringen Mengen von Luft (Stickstoff, Sauerstoff) sowie Schwefelwasserstoff und Spuren weiterer organischer Verbindungen. Das Gas ist mit Feuchtigkeit gesättigt und fällt praktisch drucklos an. Demgegenüber besteht Erdgas hauptsächlich aus Methan, vielfach sind noch kleine Anteile von Ethan, Propan und Butan vorhanden. Das Erdgas in den Leitungsnetzen ist trocken und steht unter Druck: Transportnetze werden mit 60 bar bis 100 bar betrieben, Verteilnetze mit 6 bar bis 12 bar und Ortsnetze mit einigen hundert Millibar.

Die Aufbereitung von Klärgas auf Erdgasqualität erfolgt durch die Abtrennung von CO₂ durch dessen Absorption oder Adsorption an geeigneten Medien. In 90% der Fälle wird

heute eine Druckwäsche mittels Wasser oder Selexol bzw. eine Druckwechseladsorption an einem Kohlenstoff-Molekularsieb eingesetzt.

Die Klärgas-Aufbereitung umfasst grundsätzlich folgende Module bzw. Verfahrensschritte (ggf. in anderer Reihenfolge):

- Entschwefelung
- Konditionierung (Filterung, Trocknung, Kühlung, etc.)
- Methan-Anreicherung
- Qualitätskontrolle und Brennwert- bzw. Wobbezahlanpassung
- Odorierung (je nach Einspeiseort)
- Verdichtung

Für die Verfahrensschritte Entschwefelung, Verdichtung, Filterung und Trocknung sowie für die anschließende Odorierung steht eine Vielzahl von bewährten und kostengünstigen Verfahren und technischen Einrichtungen zur Verfügung. Für die notwendige Methananreicherung von Klärgas auf Erdgasqualität sind hingegen relativ wenige Verfahren und Anbieter im Markt präsent. Gleiches gilt für die Brennwert- bzw. Wobbezahlanpassung an das lokal vorhandene Erdgas.

Zum Jahreswechsel 2006/07 sind zwei große Aufbereitungsanlagen in Pliening (bei München) und in Straelen (bei Aachen) in Betrieb gegangen. Es wird erwartet, dass als Folge der Förderung durch das EEG kurzfristig weitere Aufbereitungsanlagen errichtet werden.

Die Verfahren zur Methananreicherung von Biogas auf Erdgasqualität sind in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet und stichwortartig beschrieben:

CH ₄ -Anreicherung durch CO ₂ -Abtrennung	Verfahrensprinzip		Verfahrens-variante	Trenneffekt	
	Wäschen	Physikalische Absorption	Druckwasserwäsche bzw. Selexol	Lösen von Gasen in einer Flüssigkeit	Durch Druckerhöhung wird CO ₂ physikalisch gelöst in Wasser
		Chemische Absorption	Monoethanolamin (MEA)		Chemische Reaktion (Bindung) von CO ₂ in MEA
	Trockenreinigungsverfahren	Adsorption	Druckwechseladsorption mit Kohlenstoff-Molekularsieb	Bindung von Gasen an einen Feststoff	Adsorption von CO ₂ unter erhöhtem Druck an einem Kohlenstoff-Molekularsieb
	Membranverfahren	Permeation	Polymermembran	Unterschiedliche Durchlässigkeit	Unter hohem Druck ist eine Polymermembran für CO ₂ durchlässiger als für CH ₄
Tiefkühlung	Kryogene Trennung	Tiefkühlung	Unterschiedliche Siede- bzw. Gefrierpunkte	CO ₂ friert bei tiefen Temperaturen aus und verbleibt als feste Phase im Behälter.	

Das Produktgas aus der Methananreicherungsanlage, nachfolgend als Biomethan bezeichnet, besteht zu 96% bis 98% aus Methan. Für eine Einspeisung in das lokale Erdgasnetz als Zusatz- oder Austauschgas muss das Biomethan netzkompatibel sein, d. h. folgende Anforderungen nach G 685 in Bezug auf das Versorgungsgebiet müssen erfüllt werden:

- Der Wobbeindex des entstehenden Misch- bzw. Austauschgases darf maximal
 - bei H-Gas um +0,7 / -1,4 schwanken (Nennwert: 15 kWh/m³)
 - bei L-Gas um +0,6 / -1,4 schwanken (Nennwert: 12,4 kWh/m³)
- Der Abrechnungsbrennwert des entstehenden Misch- bzw. Austauschgases darf maximal um 1% schwanken.

Je nach Standort muss eine Beimischung von geringen Mengen Propan und/oder Luft vorgenommen werden, um den Brennwert des Biomethans an das im Netz vorhandene Erdgas anzupassen.



Verfahren zur CO₂-Abtrennung aus Klärgas

Druckwechseladsorption und Druckwasserwäsche (Rütgers CarboTech / FloTech)

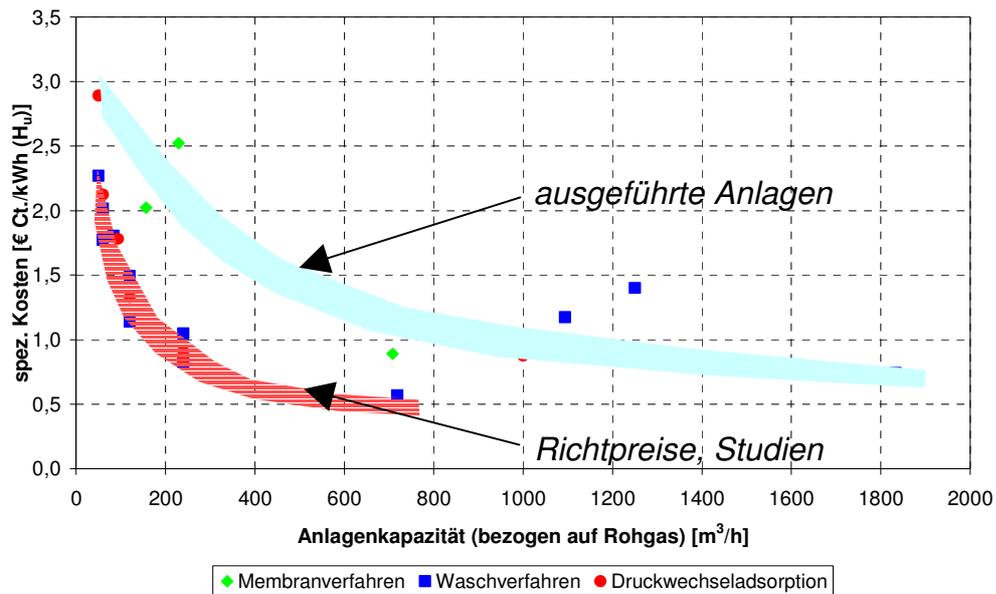
Die Netzkompatibilität ist vom Betreiber der Einspeiseanlage zu überwachen und nachzuweisen. Der erhebliche Aufwand für die kontinuierliche Messung des Biomethans wird von Anbietern von Gasaufbereitungsanlagen oft nicht berücksichtigt. Um den Qualitätsan-

forderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 685 zu genügen, sind aus Sicht der Erdgasnetzbetreiber folgende messtechnische Einrichtungen an der Einspeisestelle vorzusehen:

- Ein geeichter Prozessgaschromatograph zur Ermittlung und Registrierung der abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitswerte (Brennwert, Normdichte und Kohlendioxid).
- Geeichter Betriebsvolumenzähler (Turbinenrad- oder Drehkolbenzähler).
- Geeichter Brennwert-Mengenumwerter zur Umwertung auf Normvolumen und Energie, mit Messwertregistriereinheit und Datenfernübertragung.
- Sauerstoffmessung zur Online-Registrierung und für Abschaltkriterium des Sauerstoffgehaltes aus Explosionsschutzgründen bzw. Produkthaftung und Vermeidung von besonderer Korrosion.
- Schwefelmessung zur Online-Registrierung und für Abschaltkriterium, Erfassung der verschiedenen Schwefelverbindungen.
- Wasser-Taupunktmessung zur Kontrolle, ob trockenes Gas eingespeist wird.

Das derzeit übliche Geschäftsmodell für Biogasanlagen sieht vor, das erzeugte Biomethan in das Erdgasnetz einzuspeisen, zu einem entfernt gelegenen BHKW-Standort durchzuleiten und dort in Strom und Wärme mit einer attraktiven Vergütung nach dem Erneuerbare Energie Gesetz (EEG) umzuwandeln. Für Kläranlagen ist die EEG-Vergütung indes so gering, dass die teure Gas-Aufbereitung und Durchleitung durch Erdgasnetze nicht sinnvoll ist. Mit weiter steigenden Preisen für Erdgas und Öl muss aber mittelfristig damit gerechnet werden, dass aufbereitetes Klärgas als Biomethan künftig preisgleich zum Erdgas angeboten werden kann.

Im Klärwerk Stuttgart-Mühlhausen ist zwischen 1985 und 1993 bereits eine Aminwäsche von Klärgas zur Aufbereitung auf Erdgasqualität (H-Gas) betrieben worden. Es handelte sich um ein Demonstrationsvorhaben der Europäischen Gemeinschaft für Energieeinsparungen und alternative Energiequellen. Das Projekt ist lt. Angaben des Betreibers wirtschaftlich gewesen.



Spezifische Aufbereitungskosten in Abhängigkeit der Anlagenkapazität

Wie die obige Abbildung zeigt, sinken die spezifischen Aufbereitungskosten mit steigender Anlagenkapazität. Es wird nicht erwartet, dass Aufbereitungsanlagen mit einer Kapazität von unter 100 m³/h wirtschaftlich betrieben werden können. Für die Kölner Außenklärwerke kommt eine Aufbereitung zu Biomethan daher nicht in Betracht.

18.9. Nutzung in einer Erdgas-Tankstelle

Ein Sonderfall, der allerdings international bereits an vielen Standorten von Klärgas- oder Biogas-Aufbereitungsanlagen realisiert wurde, ist die Nutzung des aufbereiteten Gases als Kraftstoff für Erdgasfahrzeuge.

Ein Betrieb von Erdgasfahrzeugen mit unbehandeltem Klärgas oder Biogas wird in der Regel erst nach Anpassung der PKW-Motoren möglich, oder ist mit erheblichen Leistungseinbußen verbunden. Erdgasfahrzeuge können hingegen mit aufbereitetem Klärgas problemlos betrieben werden /11/.

Erdgas als Kraftstoff ist regional verschieden, entsprechend der Erdgaszusammensetzung am Standort der jeweiligen Erdgastankstelle. Das aufbereitete Klärgas entspricht durchaus den Qualitäts-Anforderungen für Erdgas (vgl. DVGW-Arbeitsblatt G260 "Gasbeschaffenheit"), auch wenn es nicht netzkompatibel ist, weil es sich vom lokal verfügbaren Erdgas zu sehr unterscheidet. In diesem Fall kann der Einsatz in einer Erdgastankstelle eine Alternative zur Einspeisung in Erdgasnetze sein. Gleiches gilt, wenn am

Standort der Kläranlage keine Erdgasleitung verläuft, welche die erzeugten Gas-Kapazitäten aufnehmen könnte.

In Deutschland ist bereits eine Biogas-Tankstelle in Jameln eröffnet worden, an der Biogas in Erdgasqualität getankt werden kann. Eine Tankstelle, die Klärgas in Erdgasqualität anbietet, gibt es in Deutschland bisher noch nicht.

18.10. Erzeugung von Wasserstoff

Die Erzeugung von Wasserstoff aus Klärgas wird im Kölner Außenklärwerk Rodenkirchen bereits praktiziert. Mittels Dampfreformierung wird aus dem im Klärgas vorhandenen Methan Wasserstoff erzeugt, der dann anschließend in einer Brennstoffzelle in Strom und Wärme umgewandelt wird.

Die Emschergenossenschaft führt gemeinsam mit der Stadt Bottrop und weiteren Partnern ein Pilotprojekt namens "EuWaK: Erdgas und Wasserstoff aus Kläranlagen" durch /10/. Darin soll die Prozesskette der Aufbereitung von Klärgas zu Biomethan und anschließend auch die Erzeugung von Wasserstoff erprobt werden. Der Wasserstoff soll in der Testphase zunächst in einem Gasmotor-BHKW mit einem speziellen Wasserstoffmotor in Strom und Wärme umgewandelt werden, sobald der Prozess stabil läuft soll dieser dann durch Brennstoffzellen und eine Wasserstoff-Tankstelle ersetzt werden.

Auf den Kölner Außenklärwerken mit einer Klärgasproduktion von 60 ... 80 m³/h lassen sich rund 10 kg/h Wasserstoff herstellen. Das reicht für ein Pilotprojekt mit zwei oder drei Linienbussen und einigen weiteren Fahrzeugen.

Bevorzugt wird der Wasserstoff aus einer Kläranlage im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) eingesetzt. Ein Klärwerk ist aus Sicherheitsgründen nicht öffentlich zugänglich und auch nicht durchgehend besetzt. Eine allgemein zugängliche Wasserstofftankstelle kann dort nicht aufgestellt werden.

Bei einer begrenzten Anzahl von Prototyp-H₂-Bussen erfolgt die Betankung während der regulären Betriebszeit des Klärwerkes. Busse im ÖPNV verkehren nach festen Zeitplänen auf vorgegebenen Strecken und können regelmäßig zur Betankung eine nicht öffentliche Tankstelle im Klärwerk ansteuern.

Für ein Pilotvorhaben mit z. B. drei Bussen wird von drei Tankvorgängen pro Tag ausgegangen, jeweils bei Dienstbeginn eines Busses. Ein Betankungsvorgang dauert etwa 15

bis 20 Minuten, entsprechend reicht eine einzelne Säule aus. Den ganz überwiegenden Teil des Tages gibt es an der Tankstelle keine Aktivität. Zur Vermeidung von Abdampfungsverlusten wird ein Tankstellenkonzept mit gasförmigem Wasserstoff empfohlen, die Speicherkapazität beträgt ca. 300 kg Wasserstoff entsprechend der erwarteten täglichen Produktion.



*Wasserstoff-Tankstelle in Kalifornien
(Santa Clara VTA)*

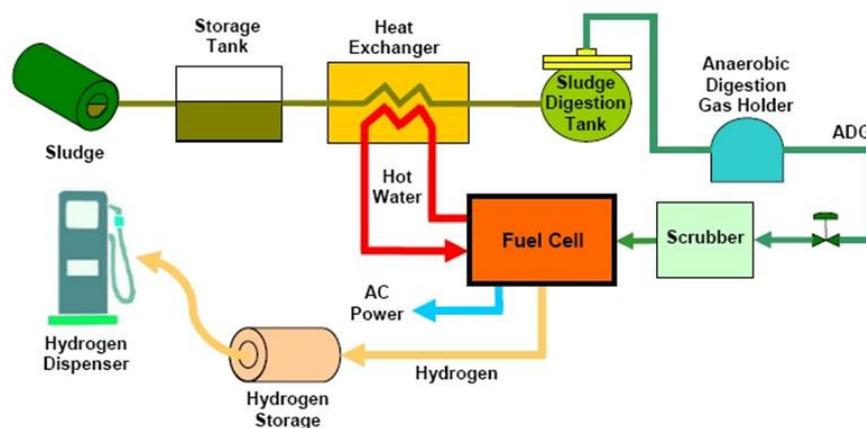
Ein Beispiel für ein solches Tankstellenkonzept wurde in San Jose, CA. in den U.S.A. realisiert /9/. Der Wasserstoff wird dort über einen Reformer der Firma Chevron aus Erdgas erzeugt. Die Tankstelle versorgt drei Linienbusse und eine Reihe von kleinen Lieferwagen, sie verfügt über einen Wasserstoffspeicher von 366 kg (max. 430 bar).

Einen Sonderfall stellt die Wasserstofftankstelle auf der Kläranlage in Barth dar. Diese Kläranlage befindet sich in einem Tourismusgebiet mit saisonal stark unterschiedlicher Abwasserbelastung, so dass in der Hauptsaison die Kapazität der biologischen Abbaustufen nicht ausreichte. Anstelle einer baulichen Erweiterung entschied man sich an diesem Standort für eine Sauerstoffzugabe zur Belebung, um die biologische Abbaurate zu beschleunigen. Der Sauerstoff wird mittels Elektrolyse aus Wasser gewonnen. Als Nebenprodukt entsteht Wasserstoff, der über eine Tankstelle für Wasserstoffbusse bereitgestellt wird.



Wasserstofftankstelle an der Kläranlage in Barth (FH Stralsund)

Ein anderer Sonderfall ist die Kombination einer Wasserstofftankstelle mit einer stationären Brennstoffzelle. Diese Kombination wird aktuell in einem Pilotvorhaben in den U.S.A. erprobt. Dabei wird im laufenden Betrieb einer stationären Brennstoffzelle eine Teilmenge des intern erzeugten Wasserstoffs entnommen, konditioniert und für die Fahrzeugbetankung bereitgestellt. Die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wasserstoff aus Klärgas erlaubt ein Maximum an Flexibilität in der Nutzung dieses regenerativen Energieträgers.



*Konzept zur Erzeugung von Wasserstoff aus Klärgas
in einer stationären Brennstoffzelle (aus/12/)*

Im Rahmen eines Feldversuchs der Saarbrücker Stadtwerke hat die T.B.E. experimentell nachgewiesen, dass eine Erhöhung der internen Wasserstoffproduktion für eine Entnahme in einer Brennstoffzelle vom Typ PC25C möglich ist, wie sie auch am Standort Rodenkirchen installiert ist.

19. Bewertungsmatrix zu den alt. Nutzungsmöglichkeiten

Nachfolgend werden unterschiedliche Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas nach verschiedenen Kriterien wie Effizienz, Umweltverträglichkeit, Lärm, erwarteter Störanfälligkeit und Kosten bewertet. Zudem erfolgt eine Einschätzung, ob die Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas technisch machbar erscheinen und inwieweit die Marktreife gegeben ist.

Die Bewertung erfolgt durch die Vergabe von Noten, d. h. es wird in fünf Kategorien unterschieden, ob die untersuchten Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas hinsichtlich eines Kriteriums "sehr gut" (++) , "sehr schlecht" (--) oder irgendwo dazwischen abschneiden.

Die Bewertung erfolgt nicht absolut, sondern im Vergleich der Nutzungsmöglichkeiten für Klärgas untereinander. Entsprechend werden z.B. der Zündstrahlmotor und der Gasmotor in Kombination mit einem ORC-Prozess hinsichtlich des elektrischen Wirkungsgrades beide mit "sehr gut" bewertet, da nur diese beiden Technologien Werte >40% erreichen. Absolut gesehen ist ein 400 MW-GuD-Kraftwerk mit ca. 60% elektrischem Wirkungsgrad natürlich besser, aber für den hier betrachteten Klärwerksbereich nicht relevant.

19.1. Technische Bewertung

Alternative	Wirkungsgrad			Umweltverträglichkeit	Lärm	Wartung/Instandhaltung
	Elektrisch	Thermisch	Gesamt			
Brennstoffzelle	++	○	+	++	+	-
Zündstrahlmotor	++	+	+	-	○	-
Gasmotor mit EGR	+	+	+	+	○	-
Mikrogasturbine	-	○	○	+	+	+
Gaswärmepumpe	n.a.	++	++	++	○	-
Stirling-Motor	--	++	○	○	○	○
Gasmotor mit ORC	++	-	+	+	○	-
Einspeisung Gasnetz	n.a.	n.a.	n.a.	+	○	○
Erdgas-Tankstelle	n.a.	n.a.	n.a.	+	+	○
H ₂ -Nutzung	n.a.	n.a.	n.a.	++	+	○

n.a. nicht anwendbar

++ sehr gut + gut ○ mittelmäßig - schlecht -- sehr schlecht

Nachfolgend werden die Bewertungen kurz erläutert:

Wirkungsgrade

Die Brennstoffzelle, der Zündstrahlmotor und der Gasmotor in Kombination mit einem ORC-Prozess erreichen elektrische Wirkungsgrade >40% und werden deshalb mit "sehr gut" bewertet. Demgegenüber erreichen Stirlingmotoren elektrische Wirkungsgrade um die 20% und schneiden deshalb "sehr schlecht" in dieser Kategorie ab. Gasmotor-BHKW erreichen in dem hier untersuchten Leistungsbereich elektrische Wirkungsgrade zwischen 33% und 38% und werden mit "gut" bewertet. Mikrogasturbinen liegen mit ca. 30% deutlich niedriger und erhalten einen Minuspunkt.

Hinsichtlich der Wärmenutzung liefert die Gaswärmepumpe natürlich das beste Ergebnis und wird mit "sehr gut" benotet. Der Stirlingmotor kann wegen seiner außen liegenden Verbrennung in ein Konzept mit Brennwertnutzung integriert werden und erhält ebenfalls eine sehr gute Wertung. Gasmotor-BHKW und Zündstrahlmotoren werden ohne Brennwertnutzung betrieben, bieten aber ein gutes (hohes) Temperaturniveau und werden als "gut" eingestuft. Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen haben höhere Wärmeverluste und fallen hinter den Motoren etwas zurück. Beim Einsatz eines ORC wird die Abwärme zum Antrieb des ORC-Prozesses genutzt und steht für eine weitere Nutzung nicht mehr zur Verfügung.

Umweltverträglichkeit

Die Gaswärmepumpe erhält eine Wertung "sehr gut", weil sie zusätzlich Umweltwärme nutzt und so eine Wärmeerzeugung aus anderen Quellen mit allen damit verbundenen Emissionen vermeidet. Die Emissionen einer Brennstoffzelle sind extrem niedrig und liegen i.d.R. weit unter den Grenzwerten aller weltweit geltenden Emissionsbeschränkungen. Auch die Wasserstoffherzeugung wird mit "sehr gut" benotet, sofern bei der Prozesskette zur Erzeugung von Wasserstoff keine weiteren schädlichen Nebenprodukte freigesetzt werden.

Bei der Verbrennung oder der elektrochemischen Umwandlung von Wasserstoff entsteht nur Wasser. Innerstädtische Ballungsräume werden bei der Umstellung des ÖPNV auf Wasserstoff entlastet.

Aufbereitetes Klärgas hat als Biomethan vergleichbare gute Umwelteigenschaften wie Erdgas und wird analog bewertet.

Gasmotoren verfügen über Katalysatoren zur Abgasbehandlung und erreichen niedrige Emissionen. Mikrogasturbinen sind prinzipbedingt emissionsarm. Beide Technologien werden mit "gut" bewertet. Der Zündstrahlmotor schneidet hier deutlich schlechter ab.

Der Stirlingmotor sollte dank seiner außen liegenden Brennkammer sehr gute Abgaswerte erreichen können. Bisherige Praxiserfahrungen bestätigen dies indes nicht. Da nur wenige Stirling-Produkte verfügbar sind und die Entwicklung großenteils nicht abgeschlossen ist, erfolgt hier eine neutrale Wertung.

Lärm

Alle motorischen Anwendungen verursachen Lärm und erfordern entsprechende Schallschutzmaßnahmen. Auch Mikrogasturbinen werden schallgekapselt, sie verursachen im Gegensatz zu Motoren hochfrequente Töne, die zum einen gut gedämpft werden können und zum anderen als weniger störend empfunden werden.

Bei Brennstoffzellen arbeitet der eigentliche Brennstoffzellenstapel geräuschlos. Die wesentlichen Schallquellen sind hier der Inverter sowie die verschiedenen Lüfter für die Prozebluftzufuhr und für die Kühlung.

Tankstellen sind nur tagsüber in Betrieb und auch nicht durchgehend. Unvermeidbare Lärmemissionen lassen sich durch entsprechende Öffnungszeiten so legen, dass keine Beeinträchtigung der Umgebung erfolgt.

Wartung / Instandhaltung

Alle motorischen Anwendungen sind wartungsintensiv und werden einheitlich mit einem "minus" versehen. Lediglich der Stirlingmotor, der als hermetisch geschlossenes System mit einer außen liegenden Brennkammer arbeitet, sollte nahezu wartungsfrei sein (aktuelle Systeme bestätigen dies noch nicht, daher neutrale Wertung).

Brennstoffzellen bieten tendenziell Vorteile hinsichtlich des Wartungsaufwandes. Insbesondere der Brennstoffzellenstapel selbst ist wartungsfrei. Dagegen können, aufgrund der anspruchsvollen Technik, anfallende Instandhaltungsmaßnahmen deutlich höhere

Kosten verursachen, als bei den motorischen Anwendungen. In Summer wird die Brennstoffzelle daher mit einem "minus" versehen.

Mikrogasturbinen verfügen im Idealfall nur über ein einziges bewegtes Teil, nämlich den Rotor mit dem darauf befindlichen Verdichterrad, dem Turbinenrad und dem Generatorläufer. Deshalb wird diese Technologie an dieser Stelle mit "gut" bewertet, auch wenn in der Praxis hin und wieder Qualitätsprobleme aufgetreten sind.

Die übrigen Technologien sind bislang wenig erprobt, daher neutrale Wertung.

19.2. Marktwirtschaftliche Bewertung

In einer zweiten Bewertungsmatrix werden weniger technische Details wie Emissionsverhalten und Wirkungsgrade betrachtet, sondern es wird eine globale, subjektive Einschätzung nach Machbarkeit, Marktreife und Kosten vorgenommen. Das Bild wird abgerundet, indem eine Spalte "Effizienz" ergänzt wird. Darin sind die Ergebnisse aus der vorherigen Bewertungsmatrix "Wirkungsgrad, gesamt" übertragen worden.

Alternative	Effizienz	Technische Machbarkeit	Marktreife	Kosten
Brennstoffzelle	+	○	○	--
Zündstrahlmotor	+	+	+	++
Gasmotor mit EGR	+	+	-	+
Mikrogasturbine	○	+	○	-
Gaswärmepumpe	++	+	○	○
Stirling-Motor	○	○	-	-
Gasmotor mit ORC	+	○	-	-
Einspeisung Gasnetz	n.a.	○	-	--
Erdgas-Tankstelle	n.a.	○	○	--
H ₂ -Nutzung	n.a.	○	-	--

n.a. nicht anwendbar

++ sehr gut + gut ○ mittelmäßig - schlecht -- sehr schlecht

Auch für diese Bewertungsmatrix werden die Einträge kurz erläutert:

Effizienz

Hier werden die Ergebnisse aus der vorausgegangenen Bewertungsmatrix zusammengefasst, als Summe aus elektrischem und thermischem Wirkungsgrad. Die Gaswärmepumpe kann dank zusätzlich genutzter Umweltwärme Gesamt-Nutzungsgrade von über 130% erreichen und erhält ein "sehr gut". Die Mikrogasturbine erreicht nach den bisherigen Erfahrungen die niedrigsten Gesamt-Nutzungsgrade. Allerdings ermöglicht sie andere Einsatzfelder der Abwärmenutzung (z. B. direkte Trocknung) und ist nur bedingt vergleichbar mit den anderen Technologien, deshalb durchschnittliche Wertung. Der Stirling wird ebenfalls wieder neutral benotet.

Technische Machbarkeit

Motoren und Turbinen sind in großen Stückzahlen im Einsatz und gelten als ausgereift ("gut"). Für Brennstoffzellen, Stirling-Motoren, Kombinationen mit ORC, Erdgastankstellen mit aufbereitetem Klärgas sowie Wasserstoffherzeugung aus Klärgas liegen erste Erfahrungen mit Prototypen vor, die eine technische Machbarkeit belegen. Auch die Aufbereitung von Klärgas zu Biomethan und dessen Einspeisung in Erdgasnetze ist bereits realisiert worden. Es handelt sich um wenige Projekte, daher die neutrale Wertung.

Marktreife

Die Marktreife wird darüber definiert, ob und wie einfach ein Produkt oder Verfahren kommerziell verfügbar ist. Dazu gehören auch Fragen zur Genehmigung (z. B. CE-Zeichen), Herstellergarantien und ein Servicenetz.

Gasmotor-BHKW und Zündstrahlmotoren erfüllen diese Kriterien ("gut"). Brennstoffzellen, Mikrogasturbinen und Gaswärmepumpen sind weniger verbreitet und erhalten ein "zufriedenstellend".

Unabhängig von der Herkunft des Gases (Erdgas oder aufbereitetes Klärgas bzw. Biomethan) ist die Erdgastankstelle ein konventionelles Produkt, das deutschlandweit bereits mehr als 700mal von verschiedenen Herstellern installiert worden ist. Die Kombination mit

einer Gasaufbereitung ist hingegen selten, daher eine durchschnittliche Wertung. Die Gasaufbereitung selbst wird negativ bewertet, denn es gibt keine realisierten Projekte für sehr kleine Mengen (ca. 40 m³/h aufbereitetes Biomethan im Falle der Kölner Außenklärwerke).

Die Herstellung von Wasserstoff aus Klärgas wird nur mit einer individuellen Pilotanlage machbar sein, daher die negative Einschätzung der Marktreife.

Kosten

Zündstrahlmotoren sind modifizierte Dieselmotoren, die in großer Stückzahl in LKW eingesetzt werden und entsprechend kostengünstig sind. Das Konzept des Zündstrahl-BHKW entspricht zudem weitgehend dem Diesel-Notstromaggregat, hier ergeben sich Synergien, die kostensenkend wirken.

Demgegenüber sind die Modifikationen beim Gasmotor-BHKW größer, das Motorenkonzept muss auf das Gas-Otto-Prinzip angepasst werden. Dazu gehören etwa größere Kühlwasserräume, bessere Kühlung der Kolbenkrone und eine andere Brennraumgeometrie (Kolbenmulde). Gasmotoren sind deshalb teurer als Dieselmotoren, gleiches gilt für Gasmotor-BHKW. Insgesamt liegen die Kosten aber nur wenig über den vergleichbarer Zündstrahl-BHKW zurück ("gut").

Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren und ORC-Systeme sind wenig verbreitet und teuer, daher eine negative Wertung. Die Gaswärmepumpe verursacht weitgehend die gleichen Kosten wie eine Elektrowärmepumpe, lediglich das Antriebskonzept ist anders, daher neutrale Wertung.

Brennstoffzellen sind ebenfalls noch wenig verbreitet und aufgrund der anspruchsvolleren Technik derzeit noch sehr teuer daher erfolgt an dieser Stelle eine sehr schlechte Wertung.

Die Aufbereitung von Klärgas ist ebenfalls sehr teuer, unabhängig ob daraus Biomethan für Erdgasnetze, für Tankstellen, oder gar Wasserstoff hergestellt wird. Entsprechend fällt die Wertung hinsichtlich der Kosten sehr schlecht aus.

19.3. Gesamtbewertung

Die Ergebnisse der vorausgegangenen Bewertungen werden in einer Übersichts-Matrix zusammengefasst und eine daraus resultierende Gesamtbewertung wird vorgenommen.

Alternative	Wirkungsgrad El. Th. Ges.	Umweltverträglichkeit	Wartung/ Instandhaltung	Kosten	Technische Machbarkeit	Marktreife	Gesamt
Brennstoffzelle	+	+	-	--	+	○	-
Zündstrahlmotor	+	-	-	++	+	+	+
Gasmotor mit EGR	+	+	-	+	+	-	+
Mikrogasturbine	○	+	+	-	+	○	○
Gaswärmepumpe	++	++	-	○	+	○	+
Stirling-Motor	○	○	○	-	○	-	-
Gasmotor mit ORC	+	+	-	-	○	-	-
Einspeisung Gasnetz	n.a.	+	○	--	-	○	-
Erdgas-Tankstelle	n.a.	+	○	--	○	○	-
H ₂ -Nutzung	n.a.	++	○	--	○	-	-

n.a. nicht anwendbar

++ sehr gut + gut ○ mittelmäßig - schlecht -- sehr schlecht

Wegen hoher Kosten und teils mangelnder Marktreife scheiden derzeit die Verfahren Brennstoffzelle, Stirling-Motor, ORC, Gasnetzeinspeisung, Erdgastankstelle und Wasserstoffnutzung aus.

Beste Resultate erreichen neue Motorenkonzepte mit Zündstrahlmotoren und Gasmotor-BHKW. Die Gaswärmepumpe wird wegen der exzellenten Effizienz und Umweltverträglichkeit ebenfalls insgesamt positiv bewertet, sie verlangt aber einen geeigneten Einsatzort mit entsprechendem Wärmebedarf.

Die Mikrogasturbine liegt insgesamt im Mittelfeld. Sie bleibt dann attraktiv, wenn eine Anwendung für einen Heißgasstrom vorliegt.

20. Wirtschaftlichkeitsuntersuchung der alt. Nutzungsmöglichkeiten

Nachfolgend werden die als aussichtsreich eingestuften Verfahren für die Nutzung von Klärgas einer ausführlichen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterzogen.

20.1. Technische Daten der ausgewählten Verfahren

Für eine detailliertere Untersuchung der Wirtschaftlichkeit werden die folgenden Verfahren näher betrachtet:

- Zündstrahlmotor
- Gasmotor-BHKW
- Mikrogasturbine mit Schlamm Trocknung
- Gaswärmepumpe mit Wärme Gewinnung aus Abwasser.

Die wesentlichen technischen Daten der untersuchten Varianten sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt:

	Zündstrahlmotor	Gasmotor-BHKW	Mikrogasturbine	Gaswärmepumpe
Hersteller (Beispiel)	Schnell	UPB	Capstone	MDE
elektrische Leistung	150 kW	150 kW	2 x 66 kW	(150 kW _{mech.})
thermische Leistung	146 kW	178 kW	2 x 99 kW	705 kW
Klärgasbedarf	365 kW	396 kW	2 x 225 kW	400 kW
Betriebszeit p.a.	7.000 h	7.000 h	7.000 h	7.000 h
Grundüberholung	25.000 h	32.000 h	30.000 h	32.000 h

Im Falle des Zündstrahlmotors kann ggf. ein Modell mit größerer Leistung eingesetzt werden (180 kW elektrische Leistung, Klärgaseinsatz 428 kW bzw. ca. 71 m³/h).

Beim Gasmotor-BHKW wurde ein Leistungsbereich von 140 kW bis 150 kW und ein Wirkungsgradbereich zwischen 35% und 38% angenommen. Nachfolgend werden die Eckdaten für die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit zusammengestellt. Es sind dies:

- Investitionen
- Kosten für Betrieb, Wartung und Instandsetzung
- Kosten für Kraftstoff

20.2. Investitionskosten

Die Investitionen werden anhand von Herstellerangaben und Erfahrungswerten folgendermaßen angenommen:

Zündstrahlmotor	ca. 167.000 €
Gasmotor-BHKW	ca. 180.000 €
Mikrogasturbine	ca. 225.000 €
Gaswärmepumpe	ca. 490.000 €

Die Investitionen werden annuitätisch über einen Zeitraum von 10 Jahren abgeschrieben. Als Zinssatz werden einheitlich 6% angenommen. Der resultierende Kapitaldienst beträgt

13,59%

Nicht berücksichtigt sind Kosten für eine Schlamm-trocknungsanlage. Für eine Schlamm-trocknungsanlage ähnlicher Kapazität (85.000 Einwohnerwerte) wurde in einem Projekt im Kanton Aargau in der Schweiz ca. 1 Mio. € investiert. Eine Zuordnung dieser Investitionen zu einer KWK-Variante, in diesem Fall zur Mikrogasturbine, verzerrt das Ergebnis. Die Schlamm-trocknung wurde als Folge strengerer Umweltauflagen realisiert, sie ist nicht Bestandteil eines Energieversorgungskonzeptes.

Für die wärmeseitige Anbindung der Gaswärmepumpe an ein Nahwärmenetz oder ein zu versorgendes Objekt wurde eine Leitungslänge von ca. 500 m angenommen.

20.3. Betriebs-, Wartungs- und Instandsetzungskosten

Für den Betrieb, die Wartung und die Instandsetzung der verschiedenen KWK-Aggregate werden anhand von Herstellerangaben und Erfahrungswerten folgende jährliche Kosten angenommen:

Zündstrahlmotor	30.000 €/a
Gasmotor-BHKW	35.000 €/a
Mikrogasturbinen	22.000 €/a
Gaswärmepumpe	32.000 €/a

20.4. Kraftstoffkosten

Es wird davon ausgegangen, dass Klärgas kostenneutral zur Verfügung steht. Für den Zündstrahlmotor wurde ein Zündölbedarf von 2 Liter pro Stunde berücksichtigt. Beim Einsatz von Biodiesel mit einem Bezugspreis von 0,90 € pro Liter ergeben sich Kraftstoffkosten in Höhe von 12.600 € pro Jahr.

20.5. Strom- und Wärmepreise

Die Vergütung für Strom aus Klärgas nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) beträgt 7,11 € Ct./kWh bei einer Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2009. Bei der Nutzung neuer Technologien wie etwa Mikrogasturbine, ORC, Stirling oder der Aufbereitung / Durchleitung durch Erdgasnetze kommt ein Technologiebonus in Höhe von 2,00 € Ct./kWh hinzu.

Die über die letzten Jahre stark gestiegenen Energiepreise haben dieses Niveau bereits überschritten. Daher ist eine Reduzierung des Strombezugs wirtschaftlicher als eine Einspeisung ins öffentliche Netz und einer Vergütung nach EEG. Für die Kalkulation wurden

die aktuellen Kosten für den Strombezug für die Kölner Außenklärwerke in der Größenordnung von **12,0 € Ct./kWh** angenommen.

Für die Ermittlung des Wärmepreises wird ein Erdgaspreis von 4,20 € Ct./kWh angesetzt. Unter Berücksichtigung von Kesselverlusten ergibt sich daraus ein Wärmepreis in Höhe von **4,90 € Ct./kWh**.

20.6. Jahres-Vollbenutzungsstunden

Kläranlagen werden ganzjährig und möglichst ohne Unterbrechung betrieben. Lediglich die Menge des erzeugten Klärgases variiert entsprechend der Abwassermenge und Schmutzfracht. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung werden **7.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr** angenommen. Dies entspricht auch den bisherigen Ergebnissen mit Gasmotor-BHKW auf den Kölner Außenklärwerken.

20.7. Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Unter den zuvor genannten Randbedingungen ergeben sich die nachfolgend dargestellten Jahresergebnisse für die untersuchten Varianten.

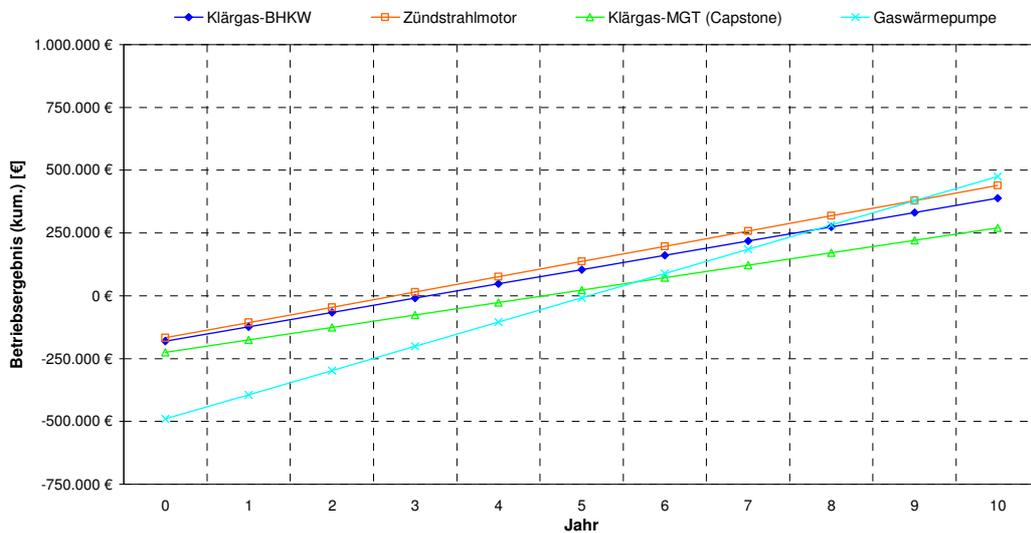


Vergleich Jahresergebnisse

Die Gaswärmepumpe liefert das beste Jahres-Ergebnis. Allerdings sind die Investitionskosten hier auch am höchsten. Betrachtet man die statische Kapitalrücklaufzeit, so ergibt sich folgendes Ergebnis:

Zündstrahlmotor	2,75 Jahre
Gasmotor-BHKW	3,17 Jahre
Mikrogasturbinen	4,55 Jahre
Gaswärmepumpe	5,08 Jahre

Die Mikrogasturbinen erreichen eine Kapitalrücklaufzeit von viereinhalb Jahren und machen gegenüber den motorisch betriebenen BHKW nur Sinn, wenn sie Bestandteil eines Konzeptes zur Schlamm-trocknung sind. Die beiden motorischen Varianten erreichen vergleichbare Kapitalrücklaufzeiten von rund drei Jahren und die Gaswärmepumpe liegt bei rund fünf Jahren. Deutlich erkennbar ist der Einfluss der Effizienz auf das wirtschaftliche Ergebnis, der Wirkungsgrad bringt den Ertrag.



Kumulierte Betriebsergebnisse

Die erwarteten Betriebsergebnisse sind im oben abgebildeten Diagramm dargestellt. In einem Zeitraum von 10 Jahren erwirtschaftet die Gaswärmepumpe das höchste Betriebsergebnis. Auf der anderen Seite ist in diesem Falle die Investition am höchsten, entsprechend hoch ist damit auch das unternehmerische Risiko.

21. Sensitivitätsanalyse zur Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

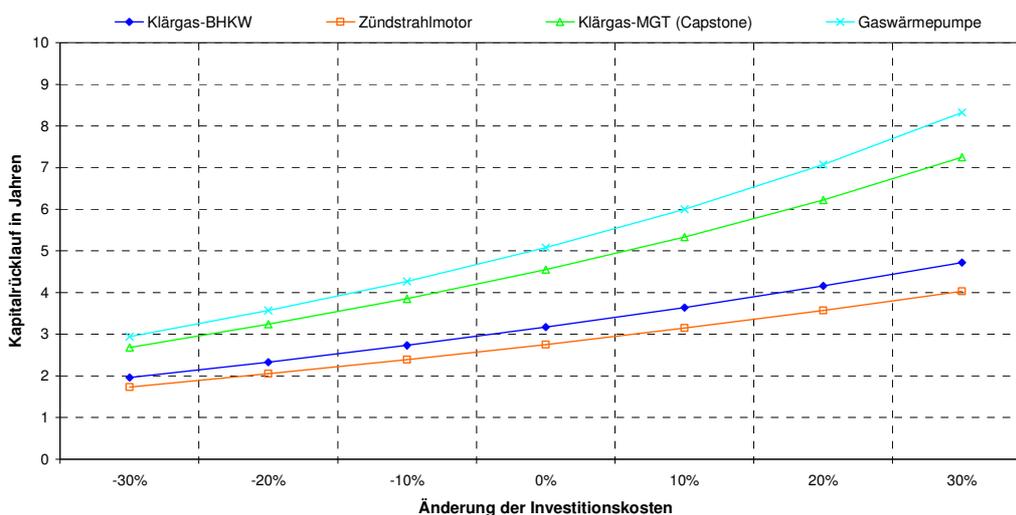
Da es sich teils um neue Konzepte und Verfahren zur Klärgasnutzung handelt, bestehen Unsicherheiten hinsichtlich der im Praxiseinsatz tatsächlich erreichbaren Ergebnisse. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird deshalb geprüft, welche Auswirkungen eine Abweichung einzelner Faktoren von der ursprünglichen Planung auf das wirtschaftliche Ergebnis haben werden.

Im Einzelnen werden folgende Faktoren verändert:

- Investitionskosten,
- Betriebs- und Wartungskosten,
- Anlagenverfügbarkeit bzw. Vollbenutzungsstunden pro Jahr,
- Energieeffizienz.

21.1. Änderung der Investitionskosten

Nachfolgend wird dargestellt, welche Auswirkungen höhere oder niedrigere Investitionskosten gegenüber der ursprünglichen Annahme auf das wirtschaftliche Ergebnis haben werden.



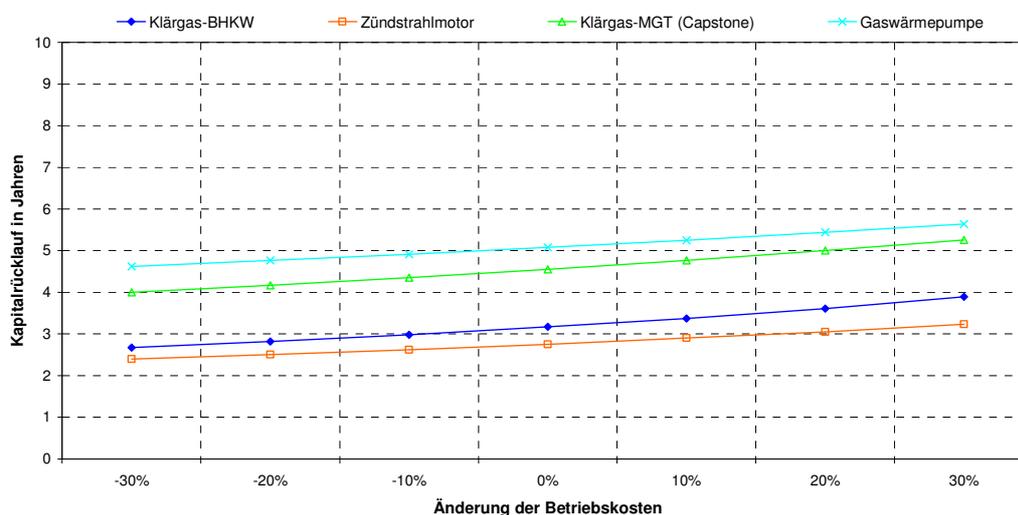
Sensitivitätsanalyse - Investitionskosten

Je steiler der Kurvenverlauf, desto größer ist das Risiko, dass bei Abweichungen von der ursprünglichen Planung die Anlage defizitär arbeitet.

Von den vier betrachteten Varianten reagieren die Mikrogasturbine und die Gaswärmepumpe am stärksten auf Veränderungen. Alle vier Varianten sind auch bei einer Veränderung der Investitionskosten um 30% noch wirtschaftlich in dem Sinne, dass die Investitionen während der erwarteten Anlagenlaufzeit über Erlöse wieder erwirtschaftet werden.

21.2. Änderung der Betriebskosten pro Jahr

Das folgende Diagramm zeigt, welche Auswirkungen höhere oder niedrigere Betriebskosten gegenüber der ursprünglichen Annahme auf das wirtschaftliche Ergebnis haben werden.



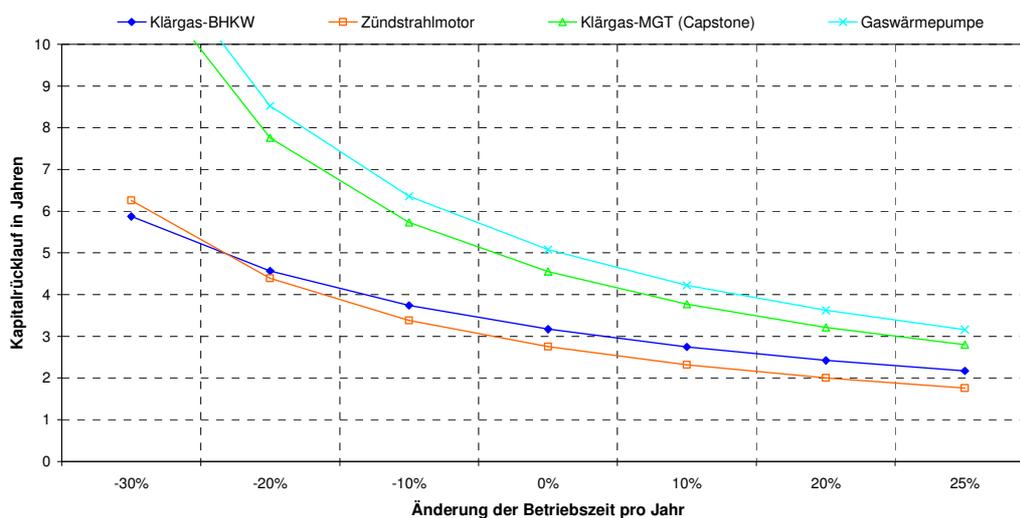
Sensitivitätsanalyse - Betriebskosten

Die Gaswärmepumpe und der Zündstrahlmotor reagieren am wenigsten auf Änderungen der Betriebskosten. Bei der Gaswärmepumpe spielen die Betriebskosten, verglichen mit den Investitionen und den erwarteten Erlösen bei dieser Variante, nur eine untergeordnete Rolle.

Bei dem Zündstrahlmotor sind die Aufwendungen für den Betrieb (Wartung / Instandsetzung), laut Herstellerangaben, für diese Variante besonders günstig. Es wird empfohlen, Betriebserfahrungen anderer Betreiber einzuholen, um die Angaben durch Erfahrungen aus der Praxis zu bestätigen.

21.3. Änderung der Betriebszeit pro Jahr

Die unten stehende Darstellung gibt die Auswirkungen längerer oder kürzerer jährlicher Betriebszeiten gegenüber der ursprünglichen Annahme auf das wirtschaftliche Ergebnis wieder.



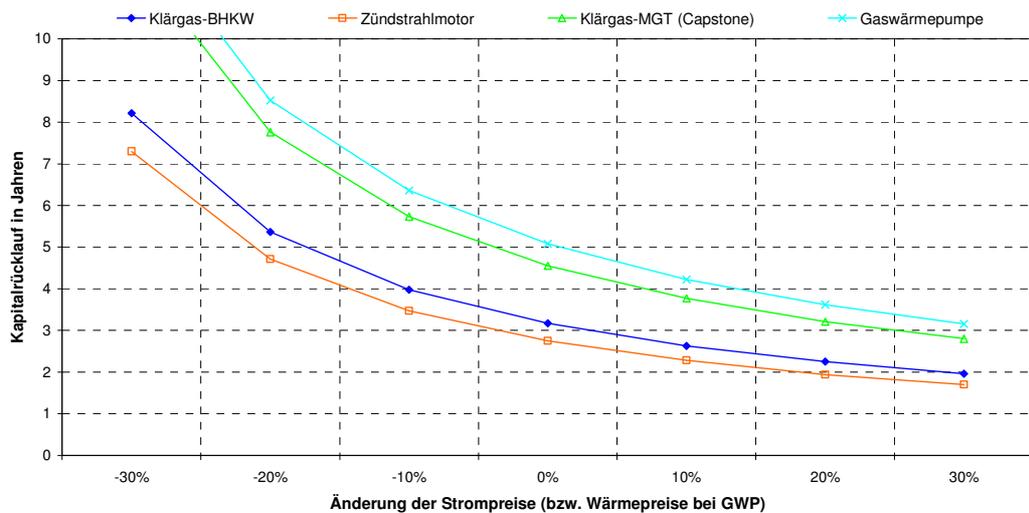
Sensitivitätsanalyse - Betriebszeit

Der wirtschaftliche Erfolg eines KWK-Systems hängt maßgeblich von den Vollbenutzungsstunden pro Jahr ab. Bei langen Stillstandszeiten oder vermehrtem Teillastbetrieb werden die Anlagen schnell unwirtschaftlich. Sofern statt der erwarteten 7.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr nur 5.000 Vollbenutzungsstunden (ca. -30%) pro Jahr erreicht werden, sind die Varianten Mikrogastrubine und Gaswärmepumpe nicht mehr rentabel.

Die beiden anderen Varianten reagieren nicht ganz so stark auf Veränderungen der Vollbenutzungsstunden pro Jahr, wobei sich die Kapitalrücklaufzeit bei Reduzierung der Vollbenutzungsstunden um ca. 30% in etwa verdoppelt.

21.4. Änderung der Strom- bzw. Wärmepreise

Das folgende Diagramm zeigt den Einfluss der Energiepreise gegenüber der ursprünglichen Annahme auf das wirtschaftliche Ergebnis.



Sensitivitätsanalyse – Strompreis bzw. Wärmepreis

Bei sinkenden Energiepreisen um 30% werden die Varianten Mikrogasturbine und Gaswärmepumpe unwirtschaftlich.

Es wird allerdings erwartet, dass sinkende Energiepreise nur kurzzeitig als Folge geänderter politischer Rahmenbedingungen (z. B. geringere Netzentgelte durch Eingriff der Regulierungsbehörde) erfolgen werden. Generell wird von einer Verknappung und damit Verteuerung der Energie ausgegangen.

22. Fördermöglichkeiten der alt. Nutzungsmöglichkeiten

In der nachfolgenden Tabelle sind die wesentlichen Fördermöglichkeiten in Deutschland auf Bundes- und Länderebene zusammengestellt. Bei den Länderförderungen wurde die Auswahl auf das Bundesland NRW beschränkt. In den Kapiteln 2.1 bis 2.11 werden die genannten Programme kurz beschrieben und die wesentlichen Merkmale und Kriterien zusammenfassend dargestellt.

Förderprogramm	Förderziel	Art der Förderung	Nutzungsvariante
Nationales Innovationsprogramm für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)	Weiterentwicklung und Einführung der Brennstoffzellentechnologie	Zuschuss	1, 10
Umweltinnovationsprogramm des BMU (UIP)	Anlagen mit Demonstrationscharakter	Darlehen, Zuschuss	Alle, wenn Demonstrationscharakter vorliegt
ERP-Umwelt- und Energieeffizienzprogramm	Unterstützung von Umweltschutzmaßnahmen und Energieeffizienzmaßnahmen	Darlehen, (Zuschuss)	Alle (KWK-Anlagen nicht, wenn hauptsächlich ins Netz gespeist wird)
KfW-Programm „Erneuerbare Energien“	Erzeugung von Strom oder Strom & Wärme (KWK) aus erneuerbaren Energien	Darlehen	1-4, 6, 7
KfW-Programm „Kommunal investieren“	Investitionen in kommunale Infrastruktur (Energieeinsparung, Umstellung auf erneuerbare Energieträger)	Darlehen	Alle
Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)	Vorrangige Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (auch Klär- und Grubengas)	Feste Vergütungssätze für den erzeugten Strom	1-4, 6, 7, (8)
KWK-Gesetz	Förderung von KWK-Anlagen zur Erhöhung des Anteils von KWK-Strom	Feste Zusatzvergütung für den erzeugten Strom	1-4, 6, 7
Technologieprogramm Klimaschutz und Energieeffizienz	Förderung von Vorhaben „entlang der gesamten Energiekette“	Zuschuss	Alle, wenn es sich um innovative Forschungs- oder Demonstrationsvorhaben handelt
progres.nrw (Markteinführung) [Programm momentan eingestellt, soll 2010 wieder aktiviert werden]	Förderung der Neuerrichtung von innovativen Anlagen zur effizienten Energiewandlung	Zuschuss	Alle, wenn Innovations- oder Demonstrationscharakter vorliegt
progres.nrw (Innovationen) [Programm momentan eingestellt, soll 2010 wieder aktiviert werden]	Unterstützung von innovativen Vorhaben im Energiebereich	Zuschuss	Alle, vor allem bei außerordentlichem Landesinteresse
Maßnahmen zur Nutzung von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt (Marktanzreizprogramm)	Förderung von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt	Zuschuss	(1-4, 6, 7), 5

Innerhalb der Tabelle sind die verschiedenen Nutzungsvarianten durchnummeriert. Die dazugehörige Zuordnung erfolgt in der nachfolgenden Tabelle.

Nummer	Anlagentyp
1	Brennstoffzelle
2	Zündstrahlmotor
3	Gasmotor mit EGR
4	Mikrogasturbine
5	Gaswärmepumpe
6	Stirling-Motor
7	Gasmotor mit ORC
8	Einspeisung ins Gasnetz
9	Erdgas-Tankstelle
10	H ₂ -Nutzung

22.1. Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- u. Brennstoffzellentechnologie (NIP)

Förderebene:	Bund
Förderberechtigt:	Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Schulen
Förderart:	Zuschuss
Ansprechpartner:	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW); Projektträger Jülich (PTJ)
Antragsablauf:	Zweistufiges Antragsverfahren (1. Stufe: Einreichen einer Projektskizze, 2. Stufe: Einreichen der förmlichen Förderanträge nach positiver Einstufung der Projektskizze)

Laut Förderrichtlinie zum NIP vom 23.06.2008 soll mit diesem Programm unter anderem die Weiterentwicklung und Einführung der Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologie gefördert sowie deren Marktreife herbeigeführt werden. Des weiteren soll ein Beitrag zum Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung geleistet werden.

Voraussetzung dafür, dass Zuwendungen gewährt werden, ist, dass sich das angestrebte Projekt in das Gesamtkonzept des Nationalen Entwicklungsplans einfügt. Der nationale Entwicklungsplan (aktuelle Fassung ist die Version 2.1) zum Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie beinhaltet verschiedene Themengebiete. Diese sind der Bereich Verkehr, stationäre Anwendungen in der Hausenergieversorgung, stationäre Industrieanwendungen und spezielle Märkte für Brennstoffzellen.

Das Vorhaben einer mit Klärgas betriebenen Brennstoffzellenanlage mit allen dafür notwendigen Zusatzeinrichtungen ist unter dem Punkt „stationäre Industrieanwendungen“ einzustufen. Innerhalb dieses Punktes ist der Geltungsbereich näher definiert. Darin heißt es: „Bei Brennstoffzellenanlagen für Industrieanwendungen handelt es sich um KWK-Anlagen im Leistungsbereich von ca. 100 kW bis zu einigen MW“, was dem klassischen Leistungsbereich der im Klärgasbereich bereits eingesetzten Brennstoffzellenanlagen entspricht (siehe Produktpalette der Hersteller MTU, UTC und FCE). Die sog. Trigeneration (Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung) fällt ebenfalls unter den Geltungsbereich der stationären Industrieanwendungen.

Der Entwicklungsplan weist unter dem Punkt „stationäre Industrieanlagen“ speziell auf die beiden Themengebiete „Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten“ und „Demonstrationsvorhaben“ und deren Ziele hin. Unter anderem heißt es, dass man für das Jahr 2015 im Bereich der MCFC- und SOFC-Anlagen eine Lebensdauer von 120.000 Stunden anstrebt, was einer Betriebsdauer von 15 Jahren entspricht.

Für den Fall, dass Klärgas zu Wasserstoff zu reformieren und zu speichern, könnte im Rahmen dieses Förderprogramms der Punkt „Verkehr“ aus dem nationalen Entwicklungsplan zum Tragen kommen. Darin heißt es: „Der „Entwicklungsplan Verkehr“ bezieht sich auf die Anwendungen von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien, die bei erfolgreicher Markteinführung einen signifikanten Beitrag zur Versorgungssicherheit (Wasserstoff als alternativer Kraftstoff auf Basis unterschiedlicher Primärenergiequellen), zur Effizienzsteigerung und zur CO₂-Reduktion leisten.“. Die Nutzung von Wasserstoff, welches aus dem Klärgas gewonnen werden könnte, sollte somit in diesen Bereich fallen.

Zusammengefasst sollte sich dieses Förderprogramm auf die Errichtung von Brennstoffzellenanlagen zur gleichzeitigen Umwandlung des Klärgases in Strom und Wärme (und Kälte) und auf den Bau von Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff aus Klärgas anwenden lassen. Der Zuschuss wird bei entsprechenden Projekten als Anteilfinanzierung von bis zu 50 % gewährt. Bemessungsgrundlage sind die zuwendungsfähigen projektbezogenen Kosten.

22.2. BMU-Umweltinnovationsprogramm (UIP)

Förderebene:	Bund
Förderberechtigt:	Unternehmen, Kommunen, Öffentliche Einrichtungen, Privatpersonen, Verbände / Vereinigungen

Förderart:	Zuschuss (max. 30 % der förderfähigen Kosten), zinsverbilligtes Darlehen (max. 70 % der förderfähigen Kosten)
Ansprechpartner:	KfW Bankengruppe, Umweltbundesamt (UBA)
Antragsablauf:	Anträge sind bei der KfW Bankengruppe zu stellen

Die Förderungen des UIP basieren auf der „Richtlinie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Förderung von Investitionen mit Demonstrationscharakter zur Vermeidung von Umweltbelastungen vom 04.02.1997“. In der Richtlinie heißt es, dass Projekte in großtechnischem Maßstab gefördert werden sollen, die erstmalig aufzeigen, wie entsprechende Anlagen zur Verminderung von Umweltbelastungen eingesetzt und wie umweltverträgliche Produkte und umweltschonende Substitutionsstoffe hergestellt und verwandt werden können.

Voraussetzung für das Gewähren einer Förderung ist, dass die eingesetzten Anlagen und Verfahren im technischen Sinne Demonstrationscharakter besitzen. Außerdem darf die Durchführung des Vorhabens ohne die Fördermittel nicht oder nur mit erheblicher Verzögerung möglich sein.

Zudem sollten die geplanten Vorhaben möglichst in Produktionsprozesse integriert sein. Diese Demonstrationsvorhaben sieht das UIP, insbesondere im Bereich der Abwasserreinigung, im Wasserbau, der Abfallvermeidung, –verwertung und –beseitigung, in der Sanierung von Altablagerungen, im Bodenschutz, der Luftreinhaltung, der Minderung von Lärm und Erschütterungen, der Energieeffizienz, der Nutzung von erneuerbaren Energien sowie der umweltfreundlichen Energieversorgung und Verteilung.

Damit ergibt sich ein umfangreiches Spektrum, so dass sich dieses Förderprogramm sicherlich auf verschiedenste Projekte anwenden lässt, solange diese Projekte als Demonstrationsvorhaben eingestuft werden können. Die Höhe der Förderung ist dabei vom jeweiligen Projekt abhängig. In der Regel sind bis zu 70 % der förderfähigen Kosten als zinsverbilligtes Darlehen möglich. In Ausnahmefällen werden Zuschüsse in Form einer Anteilfinanzierung von bis zu 30 % gewährt.

22.3. ERP-Umwelt- und Energieeffizienzprogramm

Förderebene:	Bund
Förderberechtigt:	Unternehmen
Förderart:	Darlehen (bis zu 100 % der förderfähigen Investitionskosten)

Ansprechpartner: Hausbank

Antragsablauf: Anträge an die KfW Bankengruppe (Abwicklung über die Hausbank)

Laut Richtlinie zum ERP gliedern sich die Fördermöglichkeiten in zwei Teile. Programmteil A befasst sich mit „Allgemeinen Umweltschutzmaßnahmen“. Dies beinhaltet z. B.:

- Investitionen zur Luftreinhaltung
- Abfallvermeidung, -behandlung und -verwertung
- Abwasserreinigung, -verminderung und -vermeidung
- Effiziente Energieerzeugung und -verwendung
- Boden- und Grundwasserschutz
- Altlasten- und Flächensanierung

In Programmteil B geht es um „Energieeffizienzmaßnahmen von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU)“. Dies beinhaltet z. B.:

- Investitionen im Bereich Haus- und Energietechnik, Gebäudehülle
- Maschinenpark
- Prozesskälte und -wärme
- Wärmerückgewinnung / Abwärmenutzung
- Mess-, Regel- und Steuerungstechnik
- Informations- und Kommunikationstechnik
- Sanierung eines Gebäudes

Voraussetzung ist, dass die Investition in Deutschland getätigt wird und dazu beiträgt, die Umweltsituation wesentlich zu verbessern. An die Energieeffizienzmaßnahmen werden folgende Anforderungen gestellt:

- Bei Ersatzinvestitionen müssen mindestens 20 % gegenüber dem Durchschnittsverbrauch der letzten 3 Jahre eingespart werden
- Bei Neuinvestitionen müssen mindestens 15 % gegenüber dem Branchendurchschnitt eingespart werden
- Bei der Gebäudesanierung muss der Jahresprimärenergiebedarf mindestens den Vorgaben der EnEV 2009 für einen Neubau entsprechen, die spezifischen Trans-

missionsverluste dürfen die Vorgaben der EnEV 2009 um maximal 20 % überschreiten

- Bei Neubauten muss der Jahresprimärenergiebedarf nach EnEV 2009 um mindestens 20 % unterschritten werden, die spezifischen Transmissionsverluste müssen mindestens den Vorgaben der EnEV 2009 entsprechen

Bei Antragstellung sind die Einsparungen durch einen Sachverständigen zu bestätigen. Ausgeschlossen von einer Förderung über dieses Förderprogramm ist der Erwerb von Grundstücken, Maßnahmen zur Senkung des Treibstoffverbrauchs im Logistik-, Verkehrs-, und Fahrzeugbereich, Eneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen die ausschließlich oder überwiegend ins Netz einspeisen sowie die Sanierung und Errichtung von Wohngebäuden und Heizungsanlagen, sofern die Energie in Wohngebäuden genutzt wird.

Damit lässt sich dieses Förderprogramm auf mehrere Investitionsmöglichkeiten bei der Klärgasverwertung und/oder Aufbereitung nutzen. Im Fall einer Investition in eine Brennstoffzellenanlage oder eine Anlage zur Reformierung zu Wasserstoff ist das NIP-Programm sicherlich besser geeignet. Bei anderen Nutzungsmöglichkeiten, wie den Zündstrahlmotor, den Gasmotor mit EGR, die Mikrogasturbine, die Gaswärmepumpe, den Stirlingmotor, den Gasmotor mit ORC, der Einspeisung ins Gasnetz sowie das Einrichten einer Erdgas-Tankstelle kommt dieses Programm in Frage. Die Entscheidung, ob die jeweilige Maßnahme über dieses Programm gefördert wird, dürfte bei der Hausbank liegen, die nach den Angaben in den Richtlinien die Haftung für die vergebenen Kredite übernimmt.

22.4. KfW-Programm „Erneuerbare Energien“

Förderebene:	Bund
Förderberechtigt:	Unternehmen, Kommunen, öffentliche Einrichtungen, Privatpersonen, Verbände / Vereinigungen
Förderart:	Darlehen (max. 100 % der förderfähigen Investitionskosten)
Ansprechpartner:	Hausbank
Antragsablauf:	Antrag an die KfW Bankengruppe (über die Hausbank)

Das Förderprogramm „Erneuerbare Energien“ soll die zinsgünstige und langfristige Finanzierung von Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien ermöglichen. Gegliedert

ist das Förderprogramm in die Programmteile „Standard“ und „Premium“. Über den Programmteil „Standard“ werden Anlagen zur Erzeugung von Strom oder Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien gefördert. Der Programmteil „Premium“ fördert folgende Anlagen:

- Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse
- Tiefengeothermie
- Wärmenetze
- große Solarkollektoranlagen
- große Wärmespeicher
- Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität
- Biogasleitungen für unaufbereitetes Biogas

Anlagen, die über den Programmteil „Standard“ gefördert werden sollen, müssen den Anforderungen des EEG entsprechen. Die zu fördernden Anlagen müssen sich in Deutschland befinden und sind mindestens 7 Jahre zweckentsprechend zu betreiben.

Mit Blick auf die Verwertung von Klärgas dürfte im Rahmen dieses Förderprogramms insbesondere der Programmteil „Standard“ (Anlagen zur Erzeugung von Strom oder Strom und Wärme) in Frage kommen. Das heißt, es kommt grundsätzlich die Brennstoffzelle, der Zündstrahlmotor, der Gasmotor mit EGR, die Mikrogasturbine, der Stirling-Motor und der Gasmotor mit ORC in Frage. Anlagen wie die Gaswärmepumpe, das Betreiben einer Erdgastankstelle und die Reformierung zu Wasserstoff werden durch dieses Programm nicht abgedeckt. Der Programmteil „Premium“ sieht die Aufbereitung von Biogas vor, vorstellbar wäre aber auch eine entsprechende Auslegung der Förderrichtlinie zu Gunsten von Klärgas. Die Möglichkeit der Einspeisung des aufbereiteten Klärgases ins Erdgasnetz bliebe daher im konkreten Fall zu prüfen.

22.5. KfW-Programm „Kommunal Investieren“

Förderebene:	Bund
Förderberechtigt:	Unternehmen (mit mehrheitlich kommunalem Gesellschaftshintergrund), öffentliche Einrichtungen
Förderart:	Darlehen (max. 100 % der Gesamtinvestition)
Ansprechpartner:	Hausbank

Antragsablauf: Antrag an die KfW Bankengruppe (über die Hausbank)

Bei diesem Förderprogramm geht es um zinsgünstige und langfristige Finanzierung von kommunalen Infrastrukturmaßnahmen. Neben einer ganzen Reihe von förderfähigen Projekten verschiedenster Art im kommunalen Bereich werden auch Projekte wie z. B. Ver- und Entsorgung und Energieeinsparung und Umstellung auf umweltfreundliche Energieträger genannt.

Dieses Förderprogramm könnte also für verschiedenste Projekte interessant sein. Allerdings muss es sich beim Antragsteller um eine öffentliche Einrichtung oder ein Unternehmen mit mehrheitlich kommunalem Gesellschaftshintergrund handeln.

22.6. Erneuerbare Energie Gesetz (EEG)

Förderebene:	Bund
Förderberechtigt:	Unternehmen, öffentliche Einrichtungen, Kommunen, Privatpersonen, Verbände / Vereinigungen
Förderart:	Vergütung des erzeugten Stromes
Ansprechpartner:	Zuständiger Netzbetreiber, BAFA
Antragsablauf:	Antrag bzw. geltend machen des Anspruches gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber

Mit dem EEG soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung erhöht werden. Dazu wird die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie sowie solarer Strahlungsenergie gefördert.

Das Gesetz sieht vor, dass Anlagen, welche auf Basis des EEG betrieben werden sollen, vorrangig an das Stromnetz angeschlossen werden müssen. Je nach eingesetzter Energiequelle werden Vergütungen für den eingespeisten (teils auch selbst genutzten) Strom für eine Dauer von meist 20 Jahren festgelegt. Die Höhe der Vergütung richtet sich nach der Art der erneuerbaren Energiequelle, der Leistung der Anlage sowie dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme.

Für eine Anlage, welche Strom aus Klärgas erzeugt, sieht das EEG bis zu einer Leistung von 500 kW_{el} eine Vergütung von 7,11 Cent je Kilowattstunde vor. Eine Anlage kann auch dann als mit Klärgas betrieben gelten, wenn sie mit Erdgas betrieben wird. Allerdings muss dazu an anderer Stelle aufbereitetes Klärgas im Sinne des EEG ins Gasnetz einge-

speist werden, welches dem Wärmeäquivalent des entnommenen Gases entspricht. Für dieses Verfahren ist ein zusätzlicher Bonus von bis zu 2 Cent je Kilowattstunde möglich.

Wenn es sich um eine Anlage mit einer innovativen Technologie handelt, z. B. Brennstoffzellen, Organic-Rankine-Anlagen, Kalina-Cycle-Anlagen, Gasturbinen oder Stirling-Motoren und gleichzeitig Wärme ausgekoppelt wird, oder die Anlage einen elektrischen Wirkungsgrad von mindestens 45 % erreicht, erhöht sich die Vergütung des erzeugten Stroms um weitere 2 Cent je Kilowattstunde.

22.7. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK)

Förderebene:	Bund
Förderberechtigt:	Unternehmen, öffentliche Einrichtungen, Kommunen, Privatpersonen, Verbände / Vereinigungen
Förderart:	Vergütung des erzeugten Stromes
Ansprechpartner:	Zuständiger Netzbetreiber, BAFA
Antragsablauf:	Antrag bzw. geltend machen des Anspruches gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber

Mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz verfolgt die Bundesregierung das Ziel, den Anteil der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme weiter auszubauen sowie zum Erhalt und zur Modernisierung bestehender Anlagen anzuregen. Des Weiteren soll die Markteinführung der Brennstoffzelle und der Neu- und Ausbau von Wärmenetzen gefördert werden.

Dieses Gesetz verpflichtet den jeweils zuständigen Netzbetreiber, die KWK-Anlage an das Netz anzuschließen, den Strom abzunehmen und auf Grundlage des Gesetzes zu vergüten. Die Vergütung setzt sich aus einem Sockelbetrag, dem sog. „üblichen Preis“ und einem oder mehreren Zuschlägen zusammen. Die Höhe der Zuschläge richtet sich nach verschiedenen Kriterien, wie z. B. elektrische Leistung, Zeitpunkt der Inbetriebnahme, Art der Anlage. Es gilt zu beachten, dass mehrere kleine Anlagen an einem Standort als eine Anlage gelten.

Im Falle der Klärgasnutzung kommen verschiedene Anlagen in Frage. Dies sind die Brennstoffzelle, der Zündstrahlmotor, der Gasmotor mit EGR, die Mikrogasturbine, der Stirling-Motor und der Gasmotor mit ORC.

22.8. Technologieprogramm Klimaschutz und Energieeffizienz

Förderebene:	Bund
Förderberechtigt:	Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Hochschulen
Förderart:	Zuschuss (bei Unternehmen bis max. 50 % der förderfähigen Kosten)
Ansprechpartner:	Projektträger Jülich (PTJ)
Antragsablauf:	Anträge an den PTJ, Vorheriges einreichen einer Projektskizze wird empfohlen

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) fördert auf Grundlage des 5. Energieforschungsprogramms Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Bereich der Energieeffizienztechnologien. Gefördert werden z. B. Projekte aus dem Bereich Kraftwerkstechnologien, KWK, Fernwärme, Brennstoffzelle, Wasserstoff, effiziente Stromnutzung und Speicher. Man hofft, mit diesem Förderprogramm kurz- bis mittelfristig Erfolge durch angewandte Forschung und Demonstrationsprojekte zu erzielen.

Voraussetzung für eine Förderung ist, dass sich das angestrebte Projekt thematisch einem der Themenschwerpunkte des BMWi sowie dem 5. Energieforschungsprogramm unter dem Punkt „rationelle Energieumwandlung“ zuordnen lässt. Darüber hinaus soll es dazu beitragen, den aktuellen Stand der Technik weiterzuentwickeln und muss mit einem hohen technischen und wirtschaftlichen Risiko verbunden sein.

Mit Blick auf die potenziellen Anlagen und Verfahren im Klärgasbereich ist davon auszugehen, dass zumindest Anlagen wie der Zündstrahlmotor nicht unter dieses Förderprogramm fallen, da bei einer solchen Anlage kein hohes technisches und wirtschaftliches Risiko zu erwarten ist.

22.9. progres.nrw (Programmbereich Markteinführung)

Förderebene:	NRW
Förderberechtigt:	Unternehmen, Kommunen, öffentliche Einrichtungen, Privatpersonen, Verbände / Vereinigungen
Förderart:	Zuschuss
Ansprechpartner:	Bezirksregierung Arnsberg
Antragsablauf:	Anträge an die Bezirksregierung Arnsberg

Besonderer Hinweis: Anträge werden momentan nicht entgegengenommen, da die offizielle Antragsfrist der 15.10.2009 war. Allerdings plant die Bezirksregierung Arnsberg eine Fortsetzung des Programms in 2010

Im Rahmen des Förderprogramms progres.nrw wurden verschiedene Programmbereiche aufgelegt. Einer der Programmbereiche ist der Bereich Markteinführung, über welchen z. B. folgende Vorhaben mitfinanziert werden können:

- Anlagen zur Verwertung von Abwärme
- Regeltechnische Einrichtungen computergestützter Mess-, Regel-, und Speichersysteme
- Neubau von Biomasse-, Biogas- und Rapsölanlagen
- Anlagen des Wärmeabnehmers im Zusammenhang mit Nah- und Fernwärmenetzen mit Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung, industrieller Abwärme, thermischer Verwertung von Abfällen oder regenerativer Energien
- Anlagen zur Auskopplung und Verteilung von Fernwärme in neuen Fernwärmeversorgungsgebieten auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung, industrieller Abwärme, thermischer Verwertung von Abfällen und regenerativen Energien
- Besondere Anlagen, Systeme und Einrichtungen zur rationellen Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen mit erhöhtem Innovationsgrad oder außerordentlichem Multiplikatoreffekt

Im Rahmen des Programmbereichs Markteinführung werden nur neue Anlagen gefördert. Reparatur, Ersatzmaßnahmen oder ähnliches werden nicht gefördert. Außerdem richtet sich das Programm nur an Maßnahmen innerhalb von NRW.

Dieses Programm lässt sich auf verschiedene Projekte zur Klärgasverwertung anwenden. Je nach Projekt möglicherweise auch nur auf Teile des Projekts, wie z. B. nur auf eine besonders innovative Regeleinrichtung. Projekte ohne besonderen Innovations- oder Demonstrationscharakter haben mit großer Wahrscheinlichkeit keine Aussicht durch dieses Programm gefördert zu werden.

22.10. progres.nrw (Programmbereich Innovation)

Förderebene:	NRW
Förderberechtigt:	Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Hochschulen, Kommunen, öffentliche Einrichtungen, Verbände / Vereinigungen
Förderart:	Zuschuss
Ansprechpartner:	Projekträger Energie, Technologie, Nachhaltigkeit (PT ETN)
Antragsablauf:	Anträge an das PT ETN beim Forschungszentrum Jülich
Besonderer Hinweis:	Anträge werden momentan nicht entgegengenommen, da die offizielle Antragsfrist der 15.10.2009 war. Allerdings plant die Bezirksregierung Arnsberg eine Fortsetzung des Programms in 2010

Im Programmbereich Innovationen werden insbesondere Dinge wie Durchführbarkeitsstudien, Beleben von Innovationskernen, Energiethemen von besonderem Landesinteresse und Vorhaben zur industriellen Forschung und experimentellen Entwicklung gefördert. Die Höhe der Förderung ist abhängig von der Art der Maßnahme und kann je nach Unternehmensgröße zwischen 65 % (große Unternehmen) und 80 % (kleine Unternehmen) der förderfähigen Kosten betragen.

Andere Bundesländer haben ebenfalls ähnliche Förderprogramme aufgelegt. Für Investitionen außerhalb von NRW lohnt es sich somit zu prüfen, ob im jeweiligen Bundesland anwendbare Förderprogramme angeboten werden.

22.11. Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm)

Förderebene:	Bund
Förderberechtigt:	Unternehmen, Kommunen, Öffentliche Einrichtungen, Privatpersonen, Verbände / Vereinigungen
Förderart:	Zuschuss
Ansprechpartner:	KfW Bankengruppe, BAFA
Antragsablauf:	Anträge an die BAFA oder Abwicklung über die Hausbank

Dieses Förderprogramm soll insbesondere die Anwendung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt fördern. Zu diesem Zweck werden Projekte gefördert, bei denen es im Wesentlichen um die thermische Nutzung (auch KWK) und den Wärmetransport geht.

Im Rahmen einer Verwertung von Klärgas könnte dieses Programm für die Anschaffung einer Gaswärmepumpe in Frage kommen. Des Weiteren fördert das Programm den Bau bzw. Ausbau von Nahwärmenetzen, was im Zusammenhang mit dem Betrieb einer Gaswärmepumpe interessant sein könnte.

22.12. Kumulierung von Förderprogrammen

Je nach Anlagentyp kann sich die Situation ergeben, dass für verschiedene Anlagenteile auch verschiedene Förderprogramme jeweils besser geeignet sind. Möglicherweise kommen für einen Anlagenteil oder die vollständige Anlage auch mehrere Förderprogramme in Frage. In einem solchen Fall muss projektbezogen geklärt werden, ob die Förderungen kumuliert werden können, also ob zwei oder mehrere Förderprogramme gleichzeitig in Anspruch genommen werden dürfen.

23. Zukünftige Einsatzchancen der alternativen Nutzungsmöglichkeiten

Nachfolgend wird eine Prognose abgegeben, welche Trends in der KWK-Branche existieren und welche Entwicklungslinien in den kommenden Jahren zu neuen marktreifen Produkten führen können.

Gasmotor-BHKW

Das Wirkungsgrad-Potenzial des Gas-Ottomotors ist noch nicht ausgeschöpft. In einer Präsentation formuliert der Entwicklungsleiter von GE Jenbacher, Dr. Günther Herdin folgende Ziele für Hochleistungs-Gasmotoren:

- effektive Mitteldrücke bis 3 MPa
- Wirkungsgrade bis 48% (50%)
- Zünddrücke bis 25 MPa
- NO_x-Emissionen <10 ppm

Dr. Herdin erwartet eine neue "Bewertung der CHP-Technologie aus der Sicht der Ziele von Kyoto (fuel efficiency)", die vermehrte "Nutzung diverser Gase", außerdem "neue Verbrennungs- und Regelungskonzepte, sowie neue Zündsysteme" /1/. Solche Ziele sind aber voraussichtlich nur für große Gasmotoren mit >1 MW Leistung realistisch.

In den letzten Jahren wurden Gasmotor-BHKW speziell für niederkalorige Gase technisch weiterentwickelt, es bestand ein starker "Market Pull" durch den Boom der Biogas-Branche, ausgelöst durch die Novellierung des Erneuerbare Energien Gesetzes im Jahre 2004. Gasmotor-BHKW werden in den kommenden zehn Jahren weiter die dominierende Technik für KWK-Anlagen unter 1 MW Leistung bleiben.

Zündstrahl-Motoren

Zündstrahlmotoren haben ebenfalls erheblich vom EEG und vom Biogas-Boom profitiert. Es ist allerdings nicht auszuschließen, dass dieses Motorenkonzept in der Folge zukünftiger schärferer Abgasnormen verschwindet.

Mikrogasturbinen

Mikrogasturbinen haben ihre Marktnische in Regionen mit sehr strengen Abgasnormen gefunden. Mikrogasturbinen stellen eine interessante Alternative im Zusammenhang mit Trocknungseinrichtungen für Klärschlamm dar. Sofern zukünftig neue Regeln für die Behandlung von Klärschlamm eingeführt werden, kann sich die Mikrogasturbine ggf. zukünftig auf Klärwerken etablieren.

Stirling-Motoren und ORC

Stirling-Motoren und ORC werden im EEG als neue Technologien begünstigt, deshalb sind viele Firmen mit der Entwicklung kleiner ORC-Systeme beschäftigt, die mit Gasmotor-BHKW auf Biogasanlagen kombiniert werden können und eine Leistung von rund 60 kW haben werden (passend für ein 500 kW Gasmotor-BHKW, heute eine übliche Leistungsgröße für Biogas).

Derzeit ist nach unserer Einschätzung kein technisch reifes ORC-System in dieser Leistungsklasse verfügbar. Kleinere Systeme, die zu einem 150 kW BHKW passen könnten, werden nicht entwickelt.

Stirling-Motoren werden auch zukünftig deutlich schlechtere elektrische Wirkungsgrade als Gas-Ottomotoren oder Zündstrahlmotoren erreichen und keine nennenswerte Rolle bei der Nutzung von Klärgas spielen.

Gaswärmepumpen

Die Gaswärmepumpe ist ein sehr effizienter Wärmeerzeuger und wird bei weiter steigenden Preisen für Erdgas und Öl weitere Verbreitung finden. Aktuell strebt die Gasindustrie eine Initiative zur Gaswärmepumpe an, was eine Verbreitung dieser Systeme ebenfalls fördern wird.

Ein gegenläufiger Trend besteht hingegen bei der zeitlichen Entwicklung des Wärmebedarfs. Im Zuge immer strengerer Wärmeschutzbestimmungen und mit immer besserer Wärmedämmung von Gebäuden lohnt sich eine teure Nahwärme-Anbindung immer weniger. Der Einsatz einer Gaswärmepumpe auf einem Klärwerk erfordert eine langfristig vorhandene Wärmesenke.

Brennstoffzellen

Die Prognosen für die Marktreife der Brennstoffzelle gehen unverändert von einem Zeithorizont von drei bis fünf Jahren aus. In naher Zukunft wird ein neues Brennstoffzellenprodukt mit einer Leistung von 400 kW erwartet, das die Anforderungen hinsichtlich Marktreife vielleicht erfüllt. Für die Kölner Außenklärwerke wäre dieses Produkt allerdings zu groß.

Sonstige Nutzungsmöglichkeiten

Alternative Nutzungspfade für Klärgas (Substitution von Erdgas, Tankstelleneinsatz, Wasserstoff-Erzeugung) sind nach unserer Einschätzung nur für Großanlagen geeignet. Wasserstoff-Fahrzeuge in nennenswerten Stückzahlen werden nicht vor dem Jahr 2020 erwartet. Möglich wäre eine Beteiligung an einem Pilot- oder Demo-Projekt in der Region Köln, etwa am Betrieb mehrerer Wasserstoff-Busse im ÖPNV. Ein wirtschaftlicher Einsatz von Klärgas ist dies indes nicht.

24. Fazit

Klärgas ist wie Erdgas ein vielseitig einsetzbarer Energieträger. Vor dem Hintergrund steigender Preise für Gas und Öl ist eine möglichst effiziente Nutzung dieses erneuerbaren Energieträgers von besonderer Bedeutung.

Die derzeitige Praxis, aus Klärgas Strom und Wärme mittels Kraft-Wärme-Koppelung zu erzeugen und damit den Eigenbedarf des Klärwerks teilweise zu decken, wird in absehbarer Zukunft gängige Praxis bleiben und die wirtschaftlichste Variante sein. Das höchste Jahresergebnis könnte beim Einsatz einer Gaswärmepumpe erzielt werden, jedoch ist in diesem Fall, durch die deutlich höheren Investitionskosten auch das unternehmerische Risiko am größten.

Das Demonstrationsprojekt im Klärwerk Köln-Rodenkirchen, mit der ersten Brennstoffzellenanlage in Europa die mit Klärgas betrieben wurde, hat gezeigt, dass Brennstoffzellenanlagen grundsätzlich für diesen Einsatz geeignet sind und bereits heute vergleichbare Laufzeiten wie motorisch angetriebene BHKW erreichen können, auch wenn die ursprünglich angestrebte Laufzeit von 80.000 Betriebsstunden mit der vorliegenden Zellenstapelgeneration noch nicht zu erreichen ist. Nachteilig gegenüber einem motorisch angetriebenen BHKW sind derzeit allerdings auch noch die deutlich höheren Investitionskosten. Dagegen lagen die Betriebskosten der Brennstoffzellenanlagen schon heute unter denen der Alternativtechnologien.

Weltweit betrachtet werden seit mehr als 10 Jahren Demonstrationsprojekte durchgeführt, welche die Eignung von Brennstoffzellen im Betrieb mit Sondergasen unter Beweis gestellt haben. Die daraus gewonnenen Langzeiterfahrungen bestätigen die in Köln-Rodenkirchen gewonnenen Erkenntnisse.

Gegenüber der Grundüberholung bei einem Motor-BHKW hat sich die Überholung des Zellenstapels an der Brennstoffzelle als äußerst aufwendig erwiesen, sowohl was die Kosten als auch was den Zeitaufwand angeht. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass der bestehende Zellenstapel ausgebaut und beim Hersteller in den USA für den Weiterbetrieb überholt wurde. Bei einem Austausch gegen einen bereits aufbereiteten Zellenstapel einer anderen Anlage oder besser noch eine Elektrolytnachfüllung direkt vor Ort, ließe sich insbesondere der zeitliche Aufwand auf ein vergleichbares Maß reduzieren. Verglichen mit dem Austausch gegen einen neuen Zellenstapel ist die Elektrolytnachfüllung jedoch empfehlenswert, da gemessen an einer Laufzeit von 50 bis 65% gegenüber

einem neuen Zellenstapel die Kosten eines überholten Zellenstapels nur bei rund 20% liegen.

Im Erdgasbetrieb ist es dem gleichen Anlagentyp bereits gelungen, mehrfach Laufzeiten mit dem ersten Zellenstapel von über 60.000 Betriebsstunden nachzuweisen. Aktuelle Entwicklungen beim Hersteller laufen derzeit dahingehend, dass mit der neuesten Anlagengeneration, die voraussichtlich ab 2010 in Europa verfügbar sein wird, sogar über 80.000 Betriebsstunden erreicht werden sollen. Damit wäre dann hinsichtlich der Betriebsstunden ein Gleichstand mit einem Motor-BHKW gegeben, ohne dass dafür eine Grundüberholung, wie beim BHKW, erforderlich wäre.

Der Betrieb erfordert bei heutigem Stand der Technik hoch motiviertes Personal, das bereit ist, sich in die komplexen Zusammenhänge einzuarbeiten. Die an der Anlage in Köln-Rodenkirchen aufgetretenen Störungen konnten im Verlauf zu großen Teilen vom Klärwerkpersonal beseitigt werden. Die Beanspruchung des Herstellers oder der wissenschaftlichen Begleitung für jedes dieser Betriebsprobleme hätte den finanziellen Rahmen gesprengt.

Seitens der Hersteller ist eine stetige Weiterentwicklung ihrer Produkte hinsichtlich der technischen Zuverlässigkeit, der Langlebigkeit der Zellenstapel sowie der Reduzierung der Produktionskosten zu beobachten. Mit Produktionsstätten, wie der von POSCO Power in Süd Korea, werden erste Grundsteine in Richtung einer Serienproduktion gelegt.

Angesichts der in dem hier betrachteten Leistungsbereich bisher installierten Anlagen in einer Größenordnung von wenigen hundert Stück über einen Zeitraum von annähernd 20 Jahren lässt der weltweite Marktdurchbruch der Brennstoffzelle allerdings noch auf sich warten. Insbesondere in dem Bereich der Sondergasanwendungen ist es unabdingbar, dass weitere Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen unternommen werden müssen.

Für die Zukunft bleibt somit abzuwarten, in wie weit sich diese Technologie im Markt weiter etablieren wird und ob insbesondere die Investitionskosten weiter deutlich reduziert werden können, so dass neben der technischen Marktreife zukünftig auch ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen möglich sein wird.

Der Mut und Pioniergeist, den die Stadtentwässerungsbetriebe Köln und die RheinEnergie vor zehn Jahren mit der Entscheidung für den Bau einer Brennstoffzelle im Klärwerk Rodenkirchen bewiesen haben, hat dazu sicher einen wertvollen Beitrag leisten können.

25. Literaturverzeichnis

- /1/ "Gasmotoren Potenziale und Zukunft", DVV Kolloquium Wien, Dr. G. Herdin, GE Jenbacher, November 2004
- /2/ "Ökonomische Klärschlamm-trocknung", F. Schmid, EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen, Artikel aus der gwa, März 2006
- /3/ "Case Studies in Residual Use and Energy Conservation at Wastewater Treatment Plants", EPA / NREL, Juni 1995
- /4/ "Wärme in der Abluft", M. Pecka, Energie & Management, August 2007
- /5/ "Stirlingmotoren zur direkten Verwertung von Biobrennstoffen in dezentralen KWK-Anlagen", B. Thomas, Hochschule Reutlingen, Februar 2007
- /6/ "Stand der Gaswärmepumpentechnik in Deutschland", Dr. W. Stahlberg, IZW e.V., März 2001
- /7/ "Gaswärmepumpen: Steigerung der Energie-Effizienz", ASUE, Januar 2003
- /8/ "Technik, Kosten und Wege zur Realisierung von Motor-Blockheizkraftwerken für Biogas, Deponiegas, Klärgas und Pflanzenöl", S. Waerd, pro-2, 3. Südwestfälischer Energie-Tag, FH Südwestfalen / Meschede, März 2006
- /9/ "Hydrogen-Powered Transit Buses: Evaluation Results Update", K. Chandler *et al.*, SunLine Transit Agency, Oktober 2007
- /10/ "Demonstrationsprojekt auf der Kläranlage Bottrop", Poster EuWaK / Emscher-genossenschaft, Januar 2006
- /11/ "BIOGAS IM VERKEHRSSSEKTOR – Technische Möglichkeiten, Potential und Klimarelevanz", W. Pölz *et al.*, Umweltbundesamt Wien, September 2005
- /12/ "Waste-to-Energy ECIP (Energy Conservation Investment Program) Project", Franklin H. Holcomb *et al.*, U.S. DoD, April 2006

26. Anhang

1. Konditionierung Zellenstapel
2. Monatliche Energiebilanzen von März 2000 bis April 2009
3. Jahreslastprofile für die Jahre 2000 bis 2008
4. Definition der Kennzahlen MTBFO und MDT
5. Projekteintrag in der Umweltforschungsdatenbank (UFORDAT)

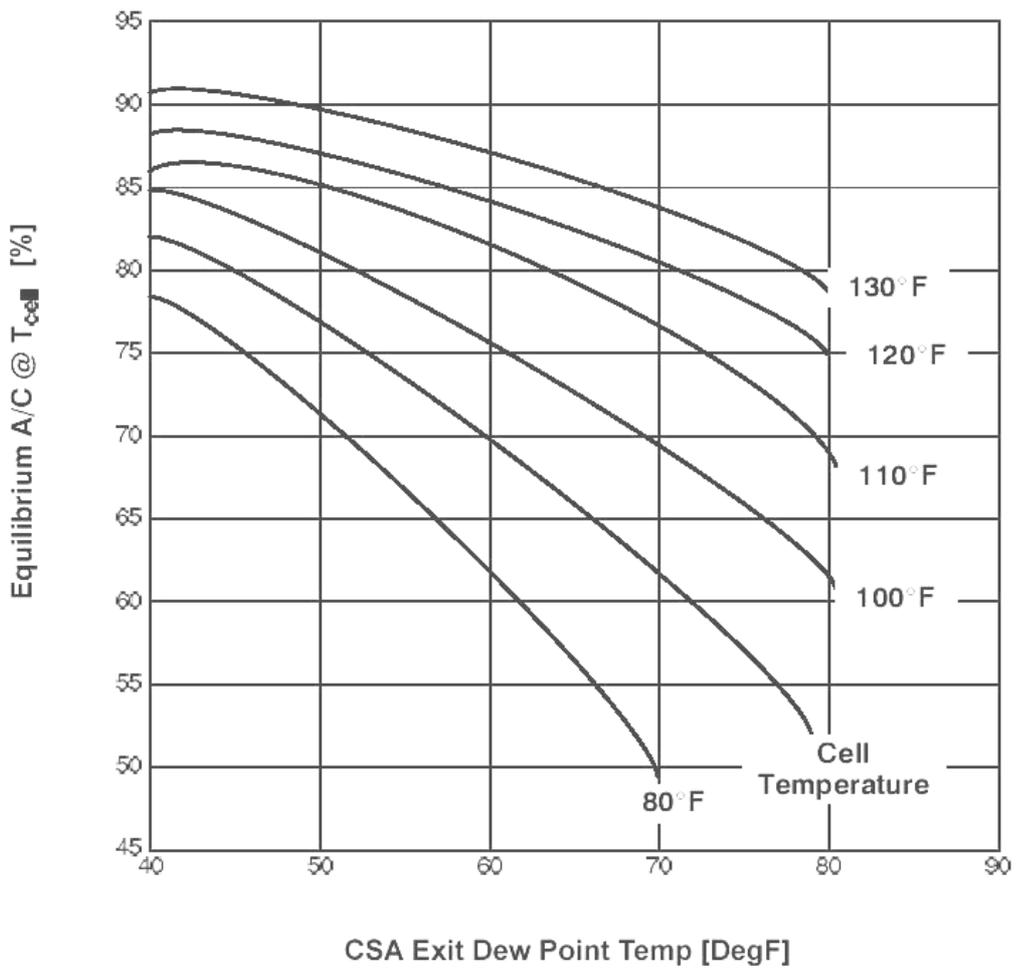
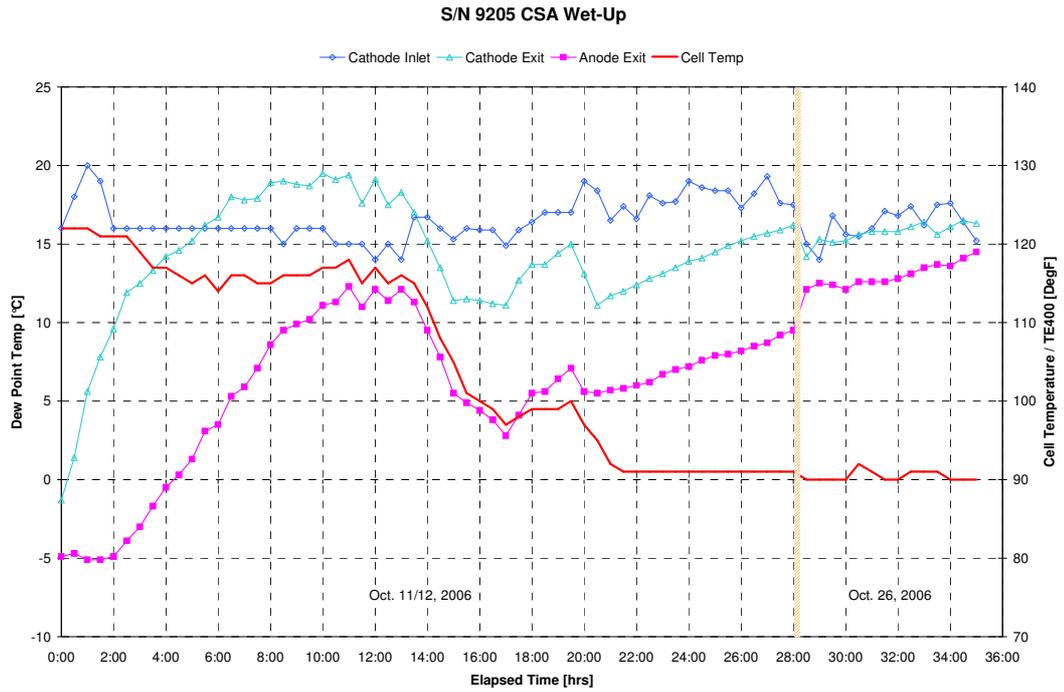
Anhang 1: Konditionierung Zellenstapel



Messfahrzeug



Dampf-Luftbefeuchter



Anhang 2: Monatliche Energiebilanzen von März 2000 bis April 2009**Energiebilanz für das Jahr 2000**

Monat	Januar		Februar		März		April	
Tag	31.01.2000	01.02.2000	29.02.2000	01.03.2000	31.03.2000	01.04.2000	14.03.2000	14.03.2000
Uhrzeit [hh:mm]							22:38	22:38
MWHRNET [MWh]							27	27
FUELTOT [scf]							182135	182135
Zählerstand: Strom [kWh]		-		-		0,0		27.000,0
Zählerstand: Gas [m ³]		-		-		0,0		4.879,6
el. Arbeit [kWh]		-		-		0,0		27.000,0
Gasverbrauch [m ³]		-		-		0,0		4.879,6
elektr. Wirkungsgrad		-		-		-		88,5%

Monat	Mai		Juni		Juli		August	
Tag	31.05.2000	01.06.2000	30.06.2000	01.07.2000	31.07.2000	01.08.2000	31.08.2000	01.09.2000
Uhrzeit [hh:mm]	16:06	02:09	22:25	02:05	22:42	02:42	22:18	02:18
MWHRNET [MWh]	92,5109	92,5109	144,2953	144,7536	224,0412	224,5812	316,6559	317,236
FUELTOT [scf]	1156251	1156251	1953537	1960394	3184228	3192551	4601779	4610569
Zählerstand: Strom [kWh]		92.510,9		144.493,2		224.216,7		316.902,4
Zählerstand: Gas [m ³]		30.977,1		52.416,5		85.381,1		123.386,3
el. Arbeit [kWh]		65.510,9		51.982,3		79.723,5		92.685,7
Gasverbrauch [m ³]		26.097,5		21.439,4		32.964,6		38.005,2
elektr. Wirkungsgrad		40,2%		38,8%		38,7%		39,0%

Monat	September		Oktober		November		Dezember	
Tag	30.09.2000	01.10.2000	31.10.2000	01.11.2000	30.11.2000	01.12.2000	31.12.2000	01.01.2001
Uhrzeit [hh:mm]	21:54	04:54	23:09	05:19	22:22	05:14	23:00	05:09
MWHRNET [MWh]	418,8655	419,9857	525,5350	526,5829	639,0661	640,2272	745,7722	746,6349
FUELTOT [scf]	6214089	6232334	7925843	7943015	9756659	9775725	11462530	11475890
Zählerstand: Strom [kWh]		419.201,6		525.679,4		639.342,3		745.912,5
Zählerstand: Gas [m ³]		166.628,3		212.404,7		261.512,2		307.150,8
el. Arbeit [kWh]		102.299,1		106.477,9		113.662,8		106.570,2
Gasverbrauch [m ³]		43.242,0		45.776,4		49.107,5		45.638,7
elektr. Wirkungsgrad		37,9%		37,2%		37,0%		37,4%

Energiebilanz für das Jahr 2001

Monat	Januar		Februar		März		April	
Tag	31.01.2001	01.02.2001	28.02.2001	01.03.2001	31.03.2001	01.04.2001	30.04.2001	01.05.2001
Uhrzeit [hh:mm]	23:34	05:35	05:40	05:44	18:31	00:31	05:52	05:53
MWHRNET [MWh]	873,2595	874,3395	963,2368	963,2368	978,0634	978,0634	1039,508	1039,508
FUELTOT [scf]	13576050	13593730	15068020	15068020	15346170	15352040	16415240	16415240
Zählerstand: Strom [kWh]		874 073,3		963 236,8		978 063,4		1 039 508,0
Zählerstand: Gas [m ³]		364 072,9		403 687,3		411 283,0		439 780,7
el. Arbeit [kWh]		128 041,7		89 163,5		14 826,6		61 444,6
Gasverbrauch [m ³]		56 872,6		39 614,5		7 595,6		28 497,7
elektr. Wirkungsgrad		37,6%		37,6%		32,6%		36,1%

Monat	Mai		Juni		Juli		August	
Tag	31.05.2001	01.06.2001	30.06.2001	01.07.2001	31.07.2001	01.08.2001	31.08.2001	01.09.2001
Uhrzeit [hh:mm]	05:58	05:54	23:11	05:51	22:45	01:45	23:31	05:38
MWHRNET [MWh]	1046,704	1046,704	1140,961	1142,025	1248,19	1248,566	1318,582	1319,382
FUELTOT [scf]	16529290	16529290	18079510	18097040	19879900	19885990	21059680	21072940
Zählerstand: Strom [kWh]		1 046 704,0		1 141 091,3		1 248 346,7		1 318 645,2
Zählerstand: Gas [m ³]		442 836,2		484 425,7		532 670,4		564 238,0
el. Arbeit [kWh]		7 196,0		94 387,3		107 255,3		70 298,5
Gasverbrauch [m ³]		3 055,5		41 589,5		48 244,7		31 567,6
elektr. Wirkungsgrad		39,4%		37,9%		37,2%		37,2%

Monat	September		Oktober		November		Dezember	
Tag	30.09.2001	01.10.2001	31.10.2001	01.11.2001	30.11.2001	01.12.2001	13.12.2001	13.12.2001
Uhrzeit [hh:mm]	04:32	04:33	22:16	04:48	22:30	04:42	16:47	16:47
MWHRNET [MWh]	1365,766	1365,766	1455,601	1456,61	1558,198	1559,123	1600,147	1600,147
FUELTOT [scf]	21855930	21855930	23372750	23388360	25106740	25122030	25808870	25808870
Zählerstand: Strom [kWh]		1 365 766,0		1 455 868,7		1 558 421,8		1 600 147,0
Zählerstand: Gas [m ³]		585 542,2		626 290,3		672 733,8		691 445,4
el. Arbeit [kWh]		47 120,8		90 102,7		102 553,1		41 725,2
Gasverbrauch [m ³]		21 304,3		40 748,1		46 443,5		18 711,7
elektr. Wirkungsgrad		37,0%		37,0%		36,9%		37,3%

Energiebilanz für das Jahr 2002

Monat	Januar		Februar		März		April	
Tag	31.01.2002	01.02.2002	28.02.2002	01.03.2002	31.03.2002	01.04.2002	30.04.2002	01.05.2002
Uhrzeit [hh:mm]	04:35	04:42	23:43	02:43	23:17	05:40	22:52	04:52
MWHRNET [MWh]	1600,147	1600,147	1625,782	1626,232	1740,163	1741,175	1856,982	1857,883
FUELTOT [scf]	25808870	25808870	26252730	26260400	28218710	28235900	30243410	30259120
Zählerstand: Strom [kWh]	1 600 147,0		1 625 824,5		1 740 275,0		1 857 883,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	691 445,4		703 356,3		756 058,4		810 672,1	
el. Arbeit [kWh]	0,0		25 677,5		114 450,5		117 608,0	
Gasverbrauch [m ³]	0,0		11 910,9		52 702,1		54 613,7	
elektr. Wirkungsgrad	-		36,0%		36,3%		36,0%	

Monat	Mai		Juni		Juli		August	
Tag	31.05.2002	01.06.2002	30.06.2002	01.07.2002	31.07.2002	01.08.2002	31.08.2002	01.09.2002
Uhrzeit [hh:mm]	04:53	04:55	04:50	04:51	04:51	04:53	22:49	04:56
MWHRNET [MWh]	1893,744	1893,744	1893,744	1893,744	1893,744	1893,744	1948,499	1949,425
FUELTOT [scf]	30880790	30880790	30880790	30880790	30880790	30880790	31794290	31810130
Zählerstand: Strom [kWh]	1 893 744,0		1 893 744,0		1 893 744,0		1 948 677,5	
Zählerstand: Gas [m ³]	827 327,2		827 327,2		827 327,2		851 882,6	
el. Arbeit [kWh]	35 861,0		0,0		0,0		54 933,5	
Gasverbrauch [m ³]	16 655,2		0,0		0,0		24 555,4	
elektr. Wirkungsgrad	36,0%		-		-		37,4%	

Monat	September		Oktober		November		Dezember	
Tag	30.09.2002	01.10.2002	31.10.2002	01.11.2002	30.11.2002	01.12.2002	31.12.2002	01.01.2003
Uhrzeit [hh:mm]	22:23	03:23	23:02	05:04	05:03	04:59	21:58	04:55
MWHRNET [MWh]	2046,628	2047,277	2150,514	2151,296	2249,055	2249,055	2338,177	2339,168
FUELTOT [scf]	33477560	33488280	35278220	35291330	36980910	36980910	38496600	38514260
Zählerstand: Strom [kWh]	2 046 835,9		2 150 638,0		2 249 055,0		2 338 466,1	
Zählerstand: Gas [m ³]	896 989,3		945 194,5		990 755,6		1 031 500,4	
el. Arbeit [kWh]	98 158,3		103 802,2		98 417,0		89 411,1	
Gasverbrauch [m ³]	45 106,7		48 205,2		45 561,1		40 744,9	
elektr. Wirkungsgrad	36,4%		36,0%		36,1%		36,7%	

Energiebilanz für das Jahr 2003

Monat	Januar		Februar		März		April	
Tag	31.01.2003	01.02.2003	28.02.2003	01.03.2003	31.03.2003	02.04.2003	30.04.2003	01.05.2003
Uhrzeit [hh:mm]	22:32	04:46	22:08	04:41	10:19	10:04	19:05	01:05
MWHRNET [MWh]	2419,42	2420,287	2511,096	2512,067	2560,492	2560,492	2625,681	2626,639
FUELTOT [scf]	40119140	40134660	41715430	41732140	42571780	42571780	43655720	43672360
Zählerstand: Strom [kWh]	2 420 033,4		2 511 371,4		2 560 492,0		2 626 639,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	1 075 126,1		1 117 725,0		1 140 540,6		1 170 026,2	
el. Arbeit [kWh]	81 567,4		91 338,0		49 120,6		66 147,0	
Gasverbrauch [m ³]	43 625,7		42 599,0		22 815,5		29 485,6	
elektr. Wirkungsgrad	31,3%		35,9%		36,0%		37,5%	

Monat	Mai		Juni		Juli		August	
Tag	31.05.2003	01.06.2003	30.06.2003	01.07.2003	31.07.2003	01.08.2003	31.08.2003	01.09.2003
Uhrzeit [hh:mm]	07:04	07:00	07:06	07:03	22:48	00:47	18:22	00:22
MWHRNET [MWh]	2643,415	2643,415	2643,415	2643,415	2692,606	2692,867	2787,566	2788,463
FUELTOT [scf]	43984830	43984830	43984830	43984830	44855130	44859590	46520490	46536530
Zählerstand: Strom [kWh]	2 643 415,0		2 643 415,0		2 692 762,6		2 788 408,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	1 178 397,6		1 178 397,6		1 201 785,5		1 246 733,8	
el. Arbeit [kWh]	16 776,0		0,0		49 347,6		95 645,4	
Gasverbrauch [m ³]	8 371,4		0,0		23 387,9		44 948,3	
elektr. Wirkungsgrad	33,5%		-		35,3%		35,6%	

Monat	September		Oktober		November		Dezember	
Tag	30.09.2003	01.10.2003	31.10.2003	01.11.2003	30.11.2003	01.12.2003	31.12.2003	01.01.2004
Uhrzeit [hh:mm]	23:56	06:54	19:30	01:30	23:04	00:04	19:38	01:38
MWHRNET [MWh]	2877,53	2878,545	2963,632	2964,691	3057,762	3057,917	3155,063	3155,845
FUELTOT [scf]	48145580	48163740	49665580	49676600	51309640	51312390	53031700	53045520
Zählerstand: Strom [kWh]	2 877 538,6		2 964 425,8		3 057 904,3		3 155 630,5	
Zählerstand: Gas [m ³]	1 289 872,4		1 330 811,9		1 374 704,2		1 421 041,0	
el. Arbeit [kWh]	89 130,6		86 887,2		93 478,5		97 726,2	
Gasverbrauch [m ³]	43 138,5		40 939,5		43 892,4		46 336,8	
elektr. Wirkungsgrad	34,5%		35,5%		35,6%		35,3%	

Energiebilanz für das Jahr 2004

Monat	Januar		Februar		März		April	
Tag	31.01.2004	01.02.2004	29.02.2004	01.03.2004	31.03.2004	02.04.2004	30.04.2004	01.05.2004
Uhrzeit [hh:mm]	18:39	00:39	07:11	07:09	18:01	00:01	23:20	06:02
MWHRNET [MWh]	3235,713	3236,644	3272,089	3272,089	3366,167	3366,949	3456,965	3457,816
FUELTOT [scf]	54538260	54554840	55195420	55195420	56891970	56905800	58516700	58531270
Zählerstand: Strom [kWh]	3 236 563,0		3 272 089,0		3 366 946,1		3 457 816,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	1 461 540,1		1 478 740,5		1 524 561,9		1 568 111,3	
el. Arbeit [kWh]	80 932,5		35 526,0		94 857,1		90 869,9	
Gasverbrauch [m ³]	40 499,1		17 200,4		45 821,4		43 549,3	
elektr. Wirkungsgrad	33,4%		34,5%		34,6%		34,9%	

Monat	Mai		Juni		Juli		August	
Tag	31.05.2004	01.06.2004	30.06.2004	01.07.2004	31.07.2004	01.08.2004	31.08.2004	01.09.2004
Uhrzeit [hh:mm]	18:31	00:31	07:08	07:09	18:22	00:22	18:16	00:16
MWHRNET [MWh]	3549,766	3550,451	3576,668	3576,668	3631,551	3632,395	3704,533	3705,254
FUELTOT [scf]	60130260	60142260	60608640	60608640	61601740	61616680	62893690	62906220
Zählerstand: Strom [kWh]	3 550 391,4		3 576 668,0		3 632 341,9		3 705 221,8	
Zählerstand: Gas [m ³]	1 611 243,3		1 623 766,1		1 650 747,3		1 685 305,5	
el. Arbeit [kWh]	92 575,4		26 276,6		55 673,9		72 879,8	
Gasverbrauch [m ³]	43 132,1		12 522,8		26 981,2		34 558,2	
elektr. Wirkungsgrad	35,9%		35,1%		34,5%		35,3%	

Monat	September		Oktober		November		Dezember	
Tag	30.09.2004	01.10.2004	31.10.2004	01.11.2004	30.11.2004	01.12.2004	31.12.2004	01.01.2005
Uhrzeit [hh:mm]	18:11	00:11	19:45	01:44	18:27	00:27	07:06	07:07
MWHRNET [MWh]	3790,43	3791,327	3883,141	3883,8	3959,157	3959,79	3997,959	3997,959
FUELTOT [scf]	64399540	64415880	66122900	66134130	67504710	67515690	68203250	68203250
Zählerstand: Strom [kWh]	3 791 298,5		3 883 608,0		3 959 742,0		3 997 959,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	1 725 751,9		1 771 711,8		1 808 790,5		1 827 233,3	
el. Arbeit [kWh]	86 076,8		92 309,5		76 134,0		38 217,0	
Gasverbrauch [m ³]	40 446,4		45 959,9		37 078,7		18 442,7	
elektr. Wirkungsgrad	35,6%		33,6%		34,3%		34,7%	

Energiebilanz für das Jahr 2005

Monat	Januar		Februar		März		April	
Tag	31.01.2005	01.02.2005	28.02.2005	01.03.2005	31.03.2005	01.04.2005	30.04.2005	01.05.2005
Uhrzeit [hh:mm]	07:02	07:05	07:01	07:02	07:13	07:13	07:16	07:10
MWHRNET [MWh]	4044,593	4044,593	4070,323	4070,323	4117,09	4117,09	4177,57	4177,57
FUELTOT [scf]	69058090	69058090	69528390	69528390	70362260	70362260	71461280	71461280
Zählerstand: Strom [kWh]	4 044 593,0		4 070 323,0		4 117 090,0		4 177 570,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	1 850 135,3		1 862 735,1		1 885 075,3		1 914 519,2	
el. Arbeit [kWh]	46 634,0		25 730,0		46 767,0		60 480,0	
Gasverbrauch [m ³]	22 902,0		12 599,8		22 340,2		29 443,8	
elektr. Wirkungsgrad	34,0%		34,1%		35,0%		34,3%	

Monat	Mai		Juni		Juli		August	
Tag	31.05.2005	01.06.2005	30.06.2005	01.07.2005	31.07.2005	01.08.2005	31.08.2005	01.09.2005
Uhrzeit [hh:mm]	07:03	07:08	00:00	00:00	18:22	00:22	18:55	00:55
MWHRNET [MWh]	4177,57	4177,57	4177,57	4177,57	4255,969	4256,725	4343,29	4344,045
FUELTOT [scf]	71461280	71461280	71461280	71461280	72860070	72873900	74420030	74433580
Zählerstand: Strom [kWh]	4 177 570,0		4 177 570,0		4 256 678,3		4 343 928,4	
Zählerstand: Gas [m ³]	1 914 519,2		1 914 519,2		1 952 341,8		1 994 094,0	
el. Arbeit [kWh]	0,0		0,0		79 108,3		87 250,1	
Gasverbrauch [m ³]	0,0		0,0		37 822,6		41 752,2	
elektr. Wirkungsgrad	-		-		35,0%		34,9%	

Monat	September		Oktober		November		Dezember	
Tag	30.09.2005	01.10.2005	31.10.2005	01.11.2005	30.11.2005	01.12.2005	31.12.2005	01.01.2006
Uhrzeit [hh:mm]	18:29	00:29	19:01	01:00	18:35	00:35	19:08	07:11
MWHRNET [MWh]	4432,986	4433,742	4469,461	4470,27	4563,527	4564,195	4654,206	4655,647
FUELTOT [scf]	75993670	76007210	76631680	76645690	78276090	78287090	79818160	79843500
Zählerstand: Strom [kWh]	4 433 679,6		4 470 133,3		4 564 129,8		4 654 786,6	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 036 279,2		2 053 351,2		2 097 360,6		2 138 681,9	
el. Arbeit [kWh]	89 751,2		36 453,7		93 996,5		90 656,9	
Gasverbrauch [m ³]	42 185,2		17 072,0		44 009,4		41 321,2	
elektr. Wirkungsgrad	35,6%		35,7%		35,7%		36,7%	

Energiebilanz für das Jahr 2006

Monat	Januar		Februar		März		April	
Tag	31.01.2006	01.02.2006	28.02.2006	01.03.2006	31.03.2006	01.04.2006	28.04.2006	02.05.2006
Uhrzeit [hh:mm]	18:42	00:42	23:11	00:11	23:50	06:01	07:09	09:40
MWHRNET [MWh]	4720,304	4720,849	4777,369	4777,48	4835,054	4835,759	4885,821	4885,821
FUELTOT [scf]	81154940	81164140	82252020	82253940	83300250	83312380	84159320	84159320
Zählerstand: Strom [kWh]	4 720 688,1		4 777 457,9		4 835 071,8		4 885 821,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 174 395,7		2 203 655,1		2 231 705,2		2 254 712,3	
el. Arbeit [kWh]	65 898,6		56 769,9		57 613,9		50 749,2	
Gasverbrauch [m ³]	35 708,3		29 259,4		28 050,1		23 007,1	
elektr. Wirkungsgrad	30,9%		32,4%		34,3%		36,9%	

Monat	Mai		Juni		Juli		August	
Tag	31.05.2006	01.06.2006	30.06.2006	01.07.2006	31.07.2006	01.08.2006	31.08.2006	01.09.2006
Uhrzeit [hh:mm]	07:06	07:04	18:06	00:05	18:38	00:38	18:11	00:10
MWHRNET [MWh]	4887,671	4888,122	4897,571	4898,345	4982,557	4983,418	5075,787	5076,631
FUELTOT [scf]	84191510	84198630	84365720	84380120	85967960	85984090	87762020	87777570
Zählerstand: Strom [kWh]	4 887 988,8		4 898 332,4		4 983 326,8		5 076 605,4	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 255 709,2		2 260 621,5		2 303 554,0		2 351 636,3	
el. Arbeit [kWh]	2 167,8		10 343,5		84 994,4		93 278,6	
Gasverbrauch [m ³]	996,8		4 912,3		42 932,5		48 082,3	
elektr. Wirkungsgrad	36,4%		35,2%		33,1%		32,4%	

Monat	September		Oktober		November		Dezember	
Tag	30.09.2006	01.10.2006	09.10.2006	01.11.2006	30.11.2006	01.12.2006	31.12.2006	01.01.2007
Uhrzeit [hh:mm]	18:49	00:49	13:08	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00
MWHRNET [MWh]	5159,59	5160,223	5186,919	5186,919	5186,919	5186,919	5186,919	5186,919
FUELTOT [scf]	89329510	89341300	89842320	89842320	89842320	89842320	89842320	89842320
Zählerstand: Strom [kWh]	5 160 136,1		5 186 919,0		5 186 919,0		5 186 919,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 393 499,4		2 406 965,6		2 406 965,6		2 406 965,6	
el. Arbeit [kWh]	83 530,7		26 782,9		0,0		0,0	
Gasverbrauch [m ³]	41 863,2		13 466,2		0,0		0,0	
elektr. Wirkungsgrad	33,4%		33,3%		-		-	

Energiebilanz für das Jahr 2007

Monat	Januar		Februar		März		April	
Tag	31.01.2007	01.02.2007	28.02.2007	01.03.2007	31.03.2007	01.04.2007	30.04.2007	01.05.2007
Uhrzeit [hh:mm]	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00
MWHRNET [MWh]	5186,919	5186,919	5186,919	5186,919	5186,919	5186,919	5186,919	5186,919
FUELTOT [scf]	89842320	89842320	89842320	89842320	89842320	89842320	89842320	89842320
Zählerstand: Strom [kWh]	5 186 919,0		5 186 919,0		5 186 919,0		5 186 919,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 406 965,6		2 406 965,6		2 406 965,6		2 406 965,6	
el. Arbeit [kWh]	0,0		0,0		0,0		0,0	
Gasverbrauch [m ³]	0,0		0,0		0,0		0,0	
elektr. Wirkungsgrad	-		-		-		-	

Monat	Mai		Juni		Juli		August	
Tag	31.05.2007	01.06.2007	30.06.2007	01.07.2007	31.07.2007	01.08.2007	31.08.2007	01.09.2007
Uhrzeit [hh:mm]	21:45	00:45	07:01	07:00	23:04	06:02	23:37	06:02
MWHRNET [MWh]	5204,645	5205,049	5266,43	5266,43	5324,806	5325,566	5400,743	5401,411
FUELTOT [scf]	90167620	90175720	91316780	91316780	92395460	92410100	93952740	93964590
Zählerstand: Strom [kWh]	5 204 946,3		5 266 430,0		5 324 907,5		5 400 782,1	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 415 842,6		2 446 467,9		2 475 419,2		2 517 106,4	
el. Arbeit [kWh]	18 027,3		61 483,7		58 477,5		75 874,5	
Gasverbrauch [m ³]	8 877,0		30 625,3		28 951,3		41 687,3	
elektr. Wirkungsgrad	34,0%		33,6%		33,8%		30,4%	

Monat	September		Oktober		November		Dezember	
Tag	30.09.2007	01.10.2007	09.10.2007	01.11.2007	30.11.2007	01.12.2007	31.12.2007	01.01.2008
Uhrzeit [hh:mm]	23:52	05:57	18:26	00:26	06:56	06:53	23:50	06:46
MWHRNET [MWh]	5486,001	5486,634	5574,716	5575,472	5654,959	5654,959	5689,639	5690,179
FUELTOT [scf]	95546490	95557720	97221060	97235110	98738940	98738940	99600000	99611150
Zählerstand: Strom [kWh]	5 486 013,4		5 575 416,9		5 654 959,0		5 689 651,6	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 559 791,9		2 604 998,4		2 645 314,9		2 668 390,6	
el. Arbeit [kWh]	85 231,3		89 403,5		79 542,1		34 692,6	
Gasverbrauch [m ³]	42 685,5		45 206,5		40 316,5		23 075,6	
elektr. Wirkungsgrad	33,4%		33,1%		33,0%		25,1%	

Energiebilanz für das Jahr 2008

Monat	Januar		Februar		März		April	
Tag	31.01.2008	01.02.2008	29.02.2008	01.03.2008	31.03.2008	01.04.2008	30.04.2008	01.05.2008
Uhrzeit [hh:mm]	18:24	00:23	23:24	06:06	08:56	05:09	23:27	06:08
MWHRNET [MWh]	5770,373	5770,672	5839,453	5840,194	5914,743	5914,743	5932,122	5933,122
FUELTOT [scf]	101166638	101175861	102543900	102557600	103994300	103994300	104330400	104347200
Zählerstand: Strom [kWh]	5 770 595,8		5 839 518,4		5 914 743,0		5 933 122,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 710 539,5		2 747 286,0		2 786 111,3		2 795 565,8	
el. Arbeit [kWh]	80 944,2		68 922,6		75 224,6		18 379,0	
Gasverbrauch [m ³]	42 148,9		36 746,5		38 825,3		9 454,5	
elektr. Wirkungsgrad	32,1%		31,4%		32,4%		32,5%	

Monat	Mai		Juni		Juli		August	
Tag	31.05.2008	01.06.2008	30.06.2008	01.07.2008	31.07.2008	01.08.2008	31.08.2008	01.09.2008
Uhrzeit [hh:mm]	06:04	06:08	05:59	05:59	05:57	05:57	05:56	05:57
MWHRNET [MWh]	6004,821	6004,821	6029,037	6029,037	6089,221	6089,221	6089,221	6089,221
FUELTOT [scf]	105756400	105756400	106203400	106203400	107443900	107443900	107443900	107443900
Zählerstand: Strom [kWh]	6 004 821,0		6 029 037,0		6 089 221,0		6 089 221,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 833 319,7		2 845 295,3		2 878 529,5		2 878 529,5	
el. Arbeit [kWh]	71 699,0		24 216,0		60 184,0		0,0	
Gasverbrauch [m ³]	37 753,9		11 975,6		33 234,2		0,0	
elektr. Wirkungsgrad	31,8%		33,8%		30,3%		-	

Monat	September		Oktober		November		Dezember	
Tag	30.09.2008	01.10.2008	28.10.2008	05.11.2008	30.11.2008	01.12.2008	31.12.2008	01.01.2009
Uhrzeit [hh:mm]	05:51	05:52	06:54	06:47	06:50	06:45	06:42	06:44
MWHRNET [MWh]	6089,221	6089,221	6089,221	6089,221	6089,221	6089,221	6089,221	6089,221
FUELTOT [scf]	107443900	107443900	107443900	107443900	107443900	107443900	107443900	107443900
Zählerstand: Strom [kWh]	6 089 221,0		6 089 221,0		6 089 221,0		6 089 221,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 878 529,5		2 878 529,5		2 878 529,5		2 878 529,5	
el. Arbeit [kWh]	0,0		0,0		0,0		0,0	
Gasverbrauch [m ³]	0,0		0,0		0,0		0,0	
elektr. Wirkungsgrad	-		-		-		-	

Energiebilanz für das Jahr 2009

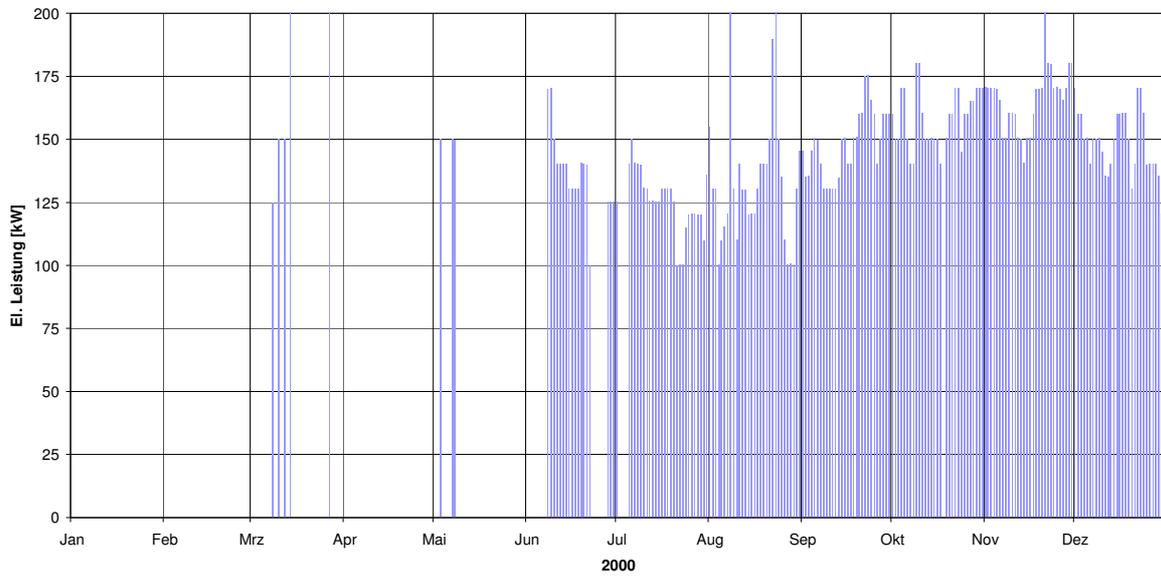
Monat	Januar		Februar		März		April	
Tag	31.01.2009	01.02.2009	28.02.2009	01.03.2009	31.03.2009	01.04.2009	30.04.2009	01.05.2009
Uhrzeit [hh:mm]	06:40	06:41	06:11	06:08	05:16	05:16	00:00	00:00
MWHRNET [MWh]	6089,221	6089,221	6103,191	6103,191	6120,307	6120,307	6120,307	6120,307
FUELTOT [scf]	107443900	107443900	107707700	107707700	108025600	108025600	108025600	108025600
Zählerstand: Strom [kWh]	6 089 221,0		6 103 191,0		6 120 307,0		6 120 307,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 878 529,5		2 885 597,0		2 894 113,8		2 894 113,8	
el. Arbeit [kWh]	0,0		13 970,0		17 116,0		0,0	
Gasverbrauch [m ³]	0,0		7 067,5		8 516,9		0,0	
elektr. Wirkungsgrad	-		33,1%		33,6%		-	

Monat	Mai		Juni		Juli		August	
Tag	31.05.2009	01.06.2009	30.06.2009	01.07.2009	31.07.2009	01.08.2009	31.08.2009	01.09.2009
Uhrzeit [hh:mm]	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00
MWHRNET [MWh]	6120,307	6120,307	6120,307	6120,307	6120,307	6120,307	6120,307	6120,307
FUELTOT [scf]	108025600	108025600	108025600	108025600	108025600	108025600	108025600	108025600
Zählerstand: Strom [kWh]	6 120 307,0		6 120 307,0		6 120 307,0		6 120 307,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 894 113,8		2 894 113,8		2 894 113,8		2 894 113,8	
el. Arbeit [kWh]	0,0		0,0		0,0		0,0	
Gasverbrauch [m ³]	0,0		0,0		0,0		0,0	
elektr. Wirkungsgrad	-		-		-		-	

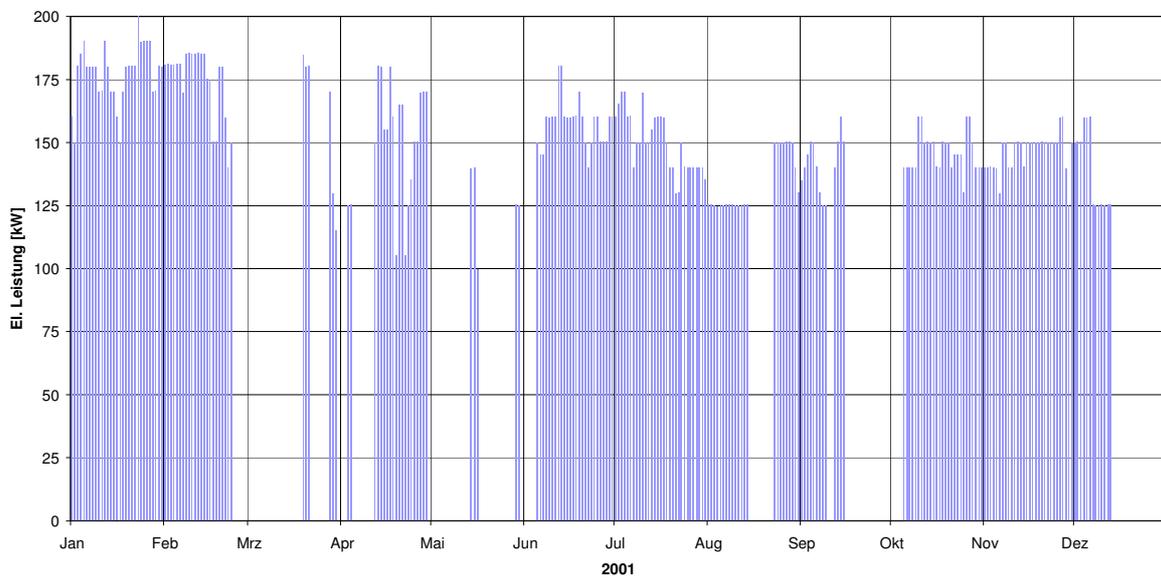
Monat	September		Oktober		November		Dezember	
Tag	30.09.2009	01.10.2009	31.10.2009	01.11.2009	30.11.2009	01.12.2009	31.12.2009	01.01.2010
Uhrzeit [hh:mm]	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00
MWHRNET [MWh]	6120,307	6120,307	6120,307	6120,307	6120,307	6120,307	6120,307	6120,307
FUELTOT [scf]	108025600	108025600	108025600	108025600	108025600	108025600	108025600	108025600
Zählerstand: Strom [kWh]	6 120 307,0		6 120 307,0		6 120 307,0		6 120 307,0	
Zählerstand: Gas [m ³]	2 894 113,8		2 894 113,8		2 894 113,8		2 894 113,8	
el. Arbeit [kWh]	0,0		0,0		0,0		0,0	
Gasverbrauch [m ³]	0,0		0,0		0,0		0,0	
elektr. Wirkungsgrad	-		-		-		-	

Anhang 3: Jahreslastprofile für die Jahre 2000 bis 2008

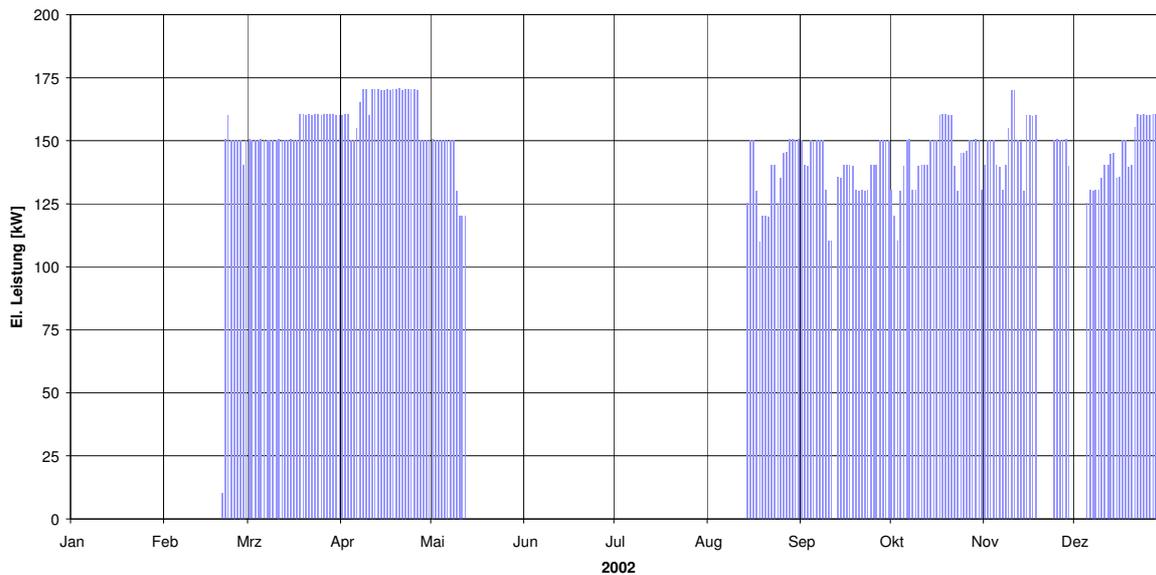
Lastprofil
Brennstoffzelle KA Rodenkirchen



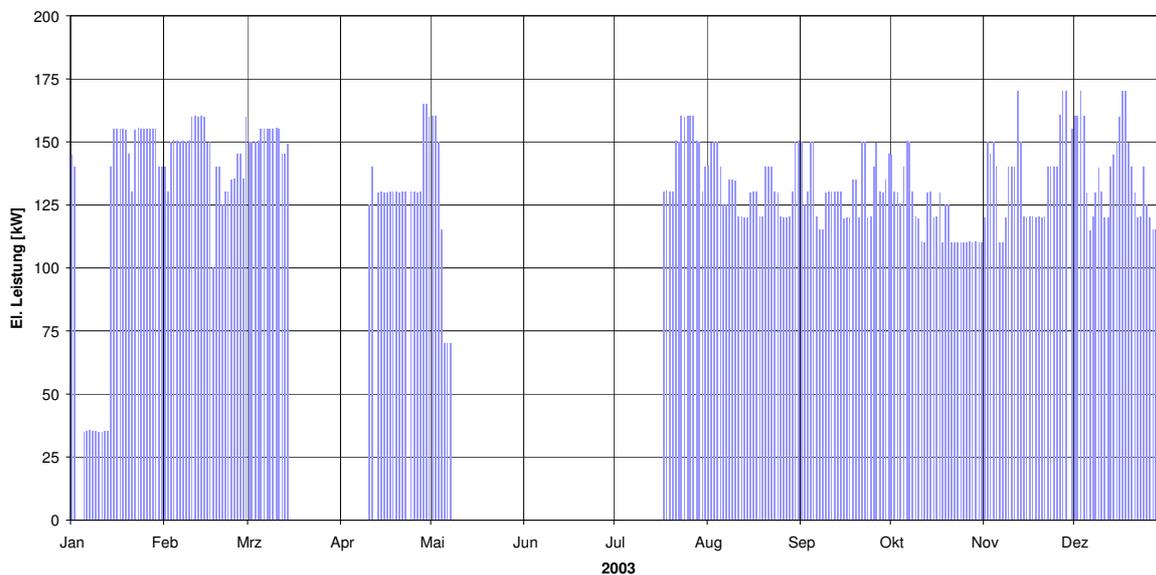
Lastprofil
Brennstoffzelle KA Rodenkirchen



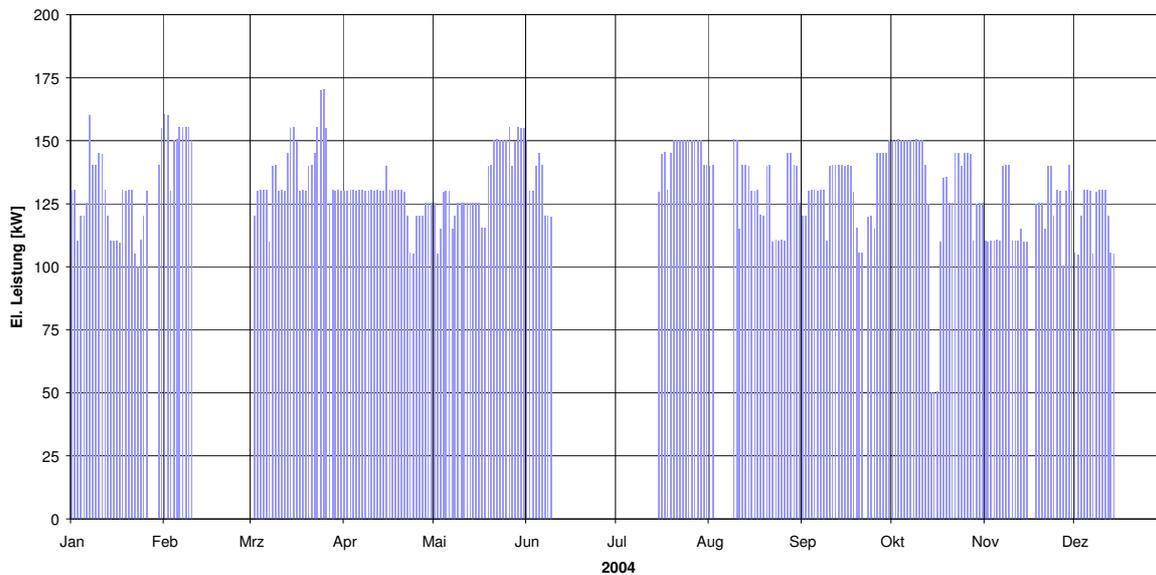
Lastprofil
Brennstoffzelle KA Rodenkirchen



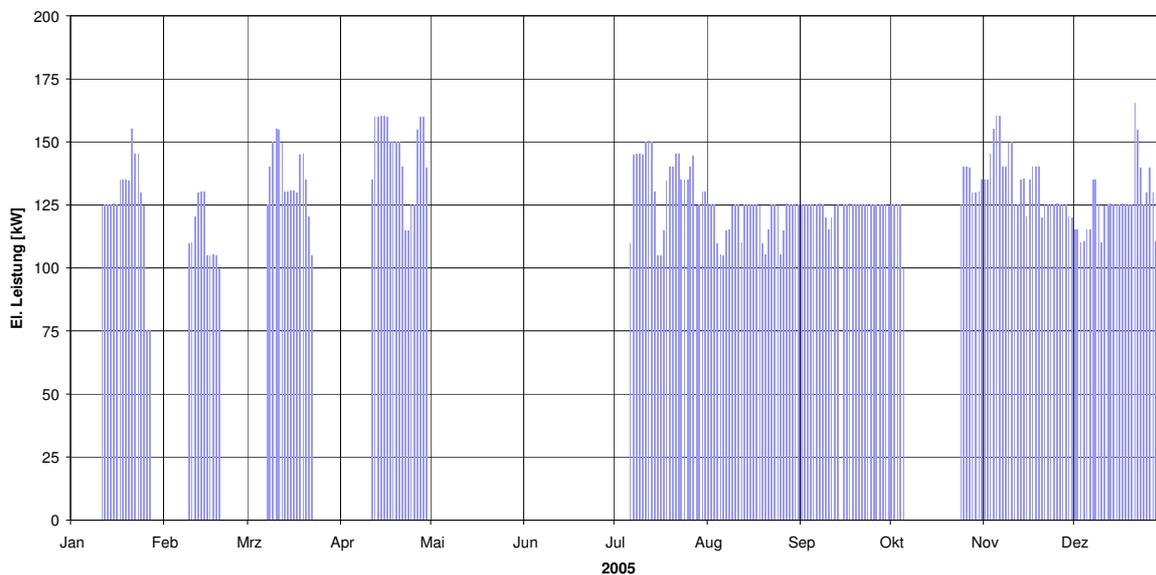
Lastprofil
Brennstoffzelle KA Rodenkirchen



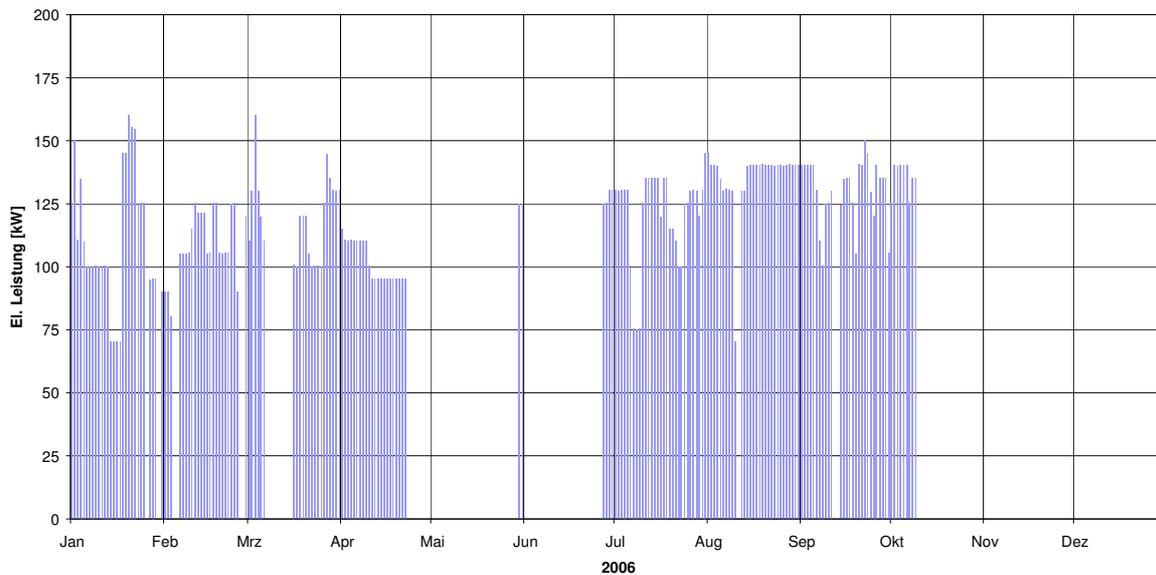
Lastprofil
Brennstoffzelle KA Rodenkirchen



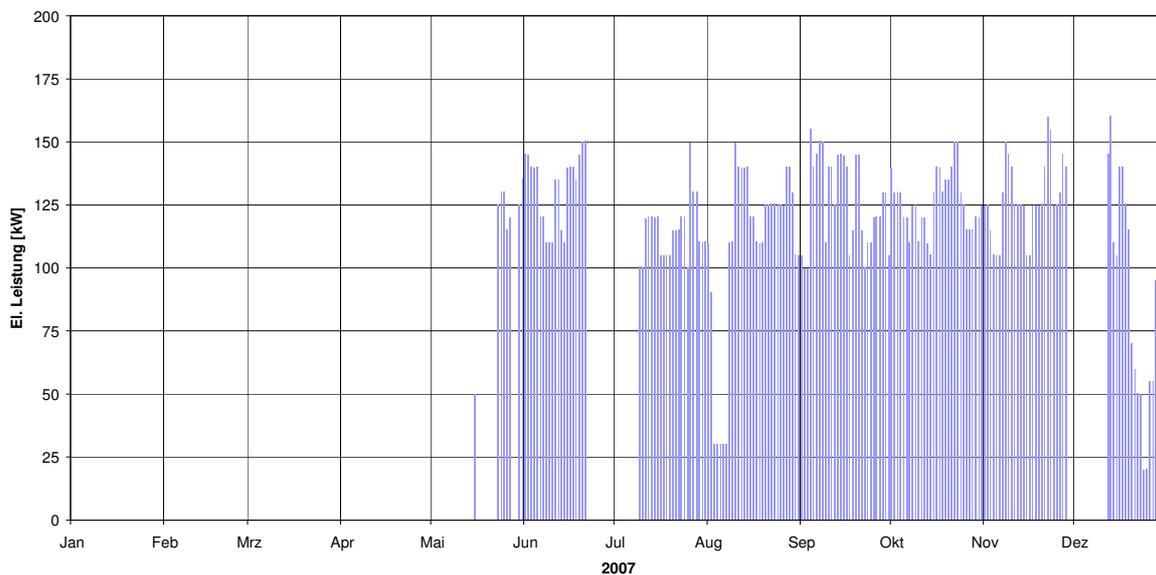
Lastprofil
Brennstoffzelle KA Rodenkirchen



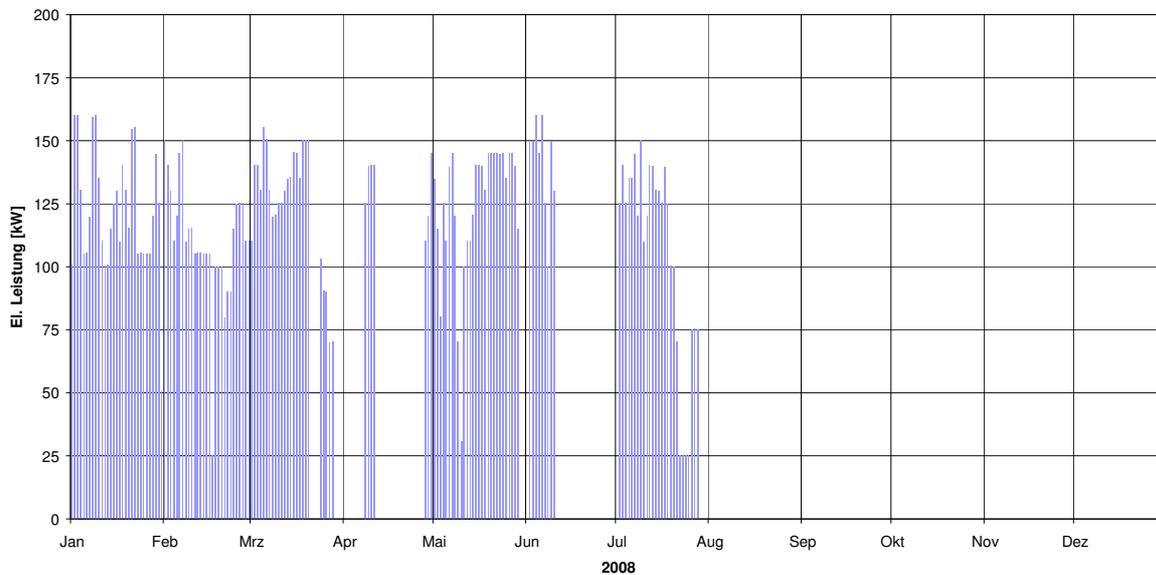
Lastprofil
Brennstoffzelle KA Rodenkirchen



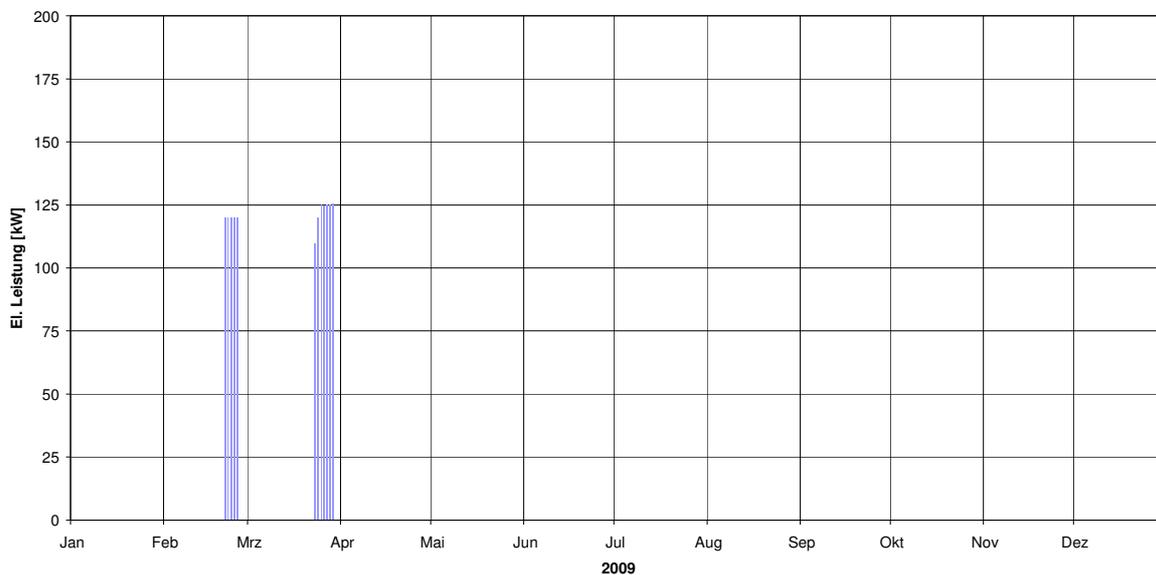
Lastprofil
Brennstoffzelle KA Rodenkirchen



Lastprofil
Brennstoffzelle KA Rodenkirchen



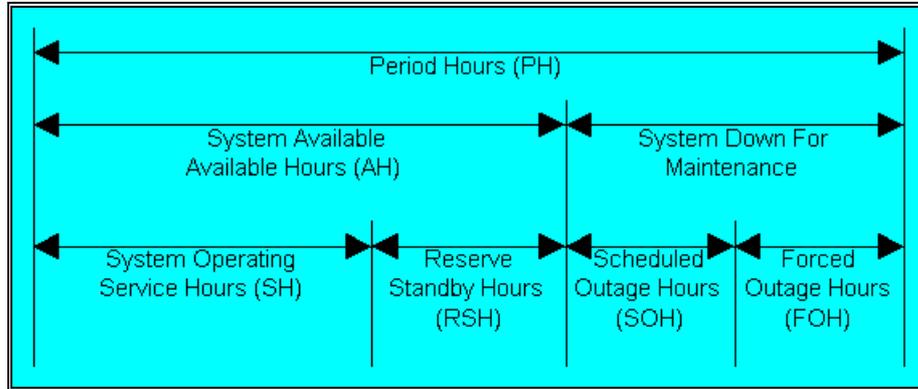
Lastprofil
Brennstoffzelle KA Rodenkirchen



Auswertung bis Ende März 2009

Anhang 4: Definition der Kennzahlen MTBFO und MDT

"There are various ways to measure reliability. In power generation systems, key measures of performance are availability and various maintenance-related indices. The following graphic illustrates different reliability categories for a given period of time (e.g., one year). A power generation system is characterized – depending on its operating state – to be in one of these conditions."



"A number of performance indices can be calculated based on operational and maintenance data."

Reliability Performance Indices	Formula
Period of Demand (POD): Measures the time the unit was planned to operate.	$POD = PH - RSH - SOH$
Availability Factor (AF, %): Measures, on a percent basis, the unit's "could run" capability. Impacted by planned and unplanned maintenance.	$AF = \frac{(PH - SOH - FOH) \times 100}{PH}$
Forced Outage Rate (FOR, %): Measures portion of downtime due to unplanned factors.	$FOR = \frac{FOH \times 100}{SH + FOH}$
Scheduled Outage Factor (SOF, %): Measures percent of time set aside for planned maintenance.	$SOF = \frac{SOH \times 100}{PH}$
Service Factor (SF, %): Percent of total period hours the unit is on-line – varies due to site-related or economic factors.	$SF = \frac{SH \times 100}{PH}$
Mean Time Between Forced Outages (MTBFO): Measures the nominal time between unscheduled forced outages.	$MTBFO = \frac{SH}{\# \text{ ForcedOutages}}$
Mean Down Time (MDT): Measures the nominal duration the unit is down during maintenance events.	$MDT = \frac{SOH + FOH}{\# \text{ ForcedOutages} + \# \text{ PlannedOutages}}$

(Quelle: http://www.gri.org/pub/solutions/dg/rel_metrics.html)

Anhang 5: Projekteintrag in der Umweltforschungsdatenbank (UFORDAT)

DS-Nummer	00092088 erfaßt am 9.1.2007 geändert am 9.3.2009
Originalthema	Brennstoffzellentechnologie als Alternative zur energetischen Nutzung von Klärgas
Themenübers.	Technology of Fuel Zell as an alternative to energetic Use of Digestion Gas from Wastewater Plants
Institution	Stadtentwässerungsbetriebe Köln AöR <Köln>
Projektleiter	Dipl.-Ing. Kleimann, Jörn (0221/22123625; joern.kleimann@steb-koeln.de)
Beteil. Pers.	Stabel, Hans-Josef Dipl.-Ing. FH Kurtz, Thomas Dipl.-Ing. Saure, Thomas
Laufzeit	1.9.2006 - 31.12.2008
Ufokat-Eintr.	/ xfoba
Status Vorhaben	G
Datenübernahme	von U06 am
Datenübergabe	
Deutsch	Brennstoffzellen stellen aus technischer Sicht eine interessante Alternative zur Verwertung von Klär-, Deponie- und Biogas dar. Seit mehr als 10 Jahren werden weltweit Demonstrationsprojekte durchgeführt, die die Eignung von Brennstoffzellen im Betrieb mit Klärgas unter Beweis gestellt haben. Einen wesentlichen Beitrag hat hierzu das Forschungsvorhaben zum Betrieb einer Brennstoffzelle auf der Kläranlage Köln-Rodenkirchen geleistet. Weltweit arbeiten Systemhersteller daran, Brennstoffzellenanlagen einfacher und damit kostengünstiger zu gestalten. Speziell für große stationäre Anlagen ist kein Massenmarkt zu erwarten, entsprechend muss ein Kostensenkungspotenzial durch intelligente Systemlösungen mit einfacherem Aufbau und weniger Bauteilen erschlossen werden. Eine wesentliche Voraussetzung für die langfristige Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellentechnologie stellt die Verlängerung der Nutzungsdauer dar, da aufgrund der hohen Investitionskosten nur lange Laufzeiten die Jahreskosten entsprechend minimieren. Ziel des Forschungsvorhabens ist es auf der Grundlage der bisherigen positiven betrieblichen Erfahrungen den Nachweis zu erbringen, dass Brennstoffzellen grundsätzlich vergleichbare Laufzeiten wie konventionelle Gasmotoren und Gasturbinen erreichen können. Auf dieser Grundlage soll dann anderen Betreibern eine konkrete Entscheidungshilfe zur Verfügung gestellt werden, die die betrieblichen und wirtschaftlichen Randbedingungen eines Brennstoffzelleneinsatzes im Vergleich zu herkömmlichen Technologien unter Berücksichtigung der gegebenen Fördermöglichkeiten (z.B. nach dem EEG) anschaulich darlegt.
Schlagworte	Brennstoffzelle; Deponie; Biogas; Kläranlage; Wirtschaftlichkeit; Investitionskosten; Gasmotor; Gasturbine; Entscheidungshilfe; Großanlage; Energetische Verwertung; Stationäre Betriebsweise; Haltbarkeit;
Autorendeskr.	Köln-Rodenkirchen; Laufzeitverlängerung; Anlagenlaufzeit
Geogr. Deskr.	Köln
Umweltklasse(n)	EN70 (Umweltaspekte von Energie und Rohstoffen: Grundlagen, Hintergrundinformationen und übergreifende Fragen) EN50 (Energiesparende und rohstoffschonende Techniken und Maßnahmen)
Finanzierung	Eigene Aufw.= 125248 EUR Gesamt-Aufw.= 440000 EUR Regierungspraesident 54-2-3.3-1862 Köln 314752 EUR Nordrhein-Westfalen
Zus.arb.Inst.	GEW RheinEnergie <Köln> Technische Beratung Energie

**** ENDE DES DOKUMENTS ****