

**wiba – Koordinationsstelle  
der Wasserstoff-Initiative Bayern**

**Perspektiven einer Wasserstoff-  
Energiewirtschaft – Teil 3**

**Das Virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerk**  
**Technische und energiewirtschaftliche Bewertung**

**Gefördert durch das StMWVT**

**Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.  
Prof. Dr.-Ing. U. Wagner**

**Bearbeiter:**

**Dipl.-Ing. U. Arndt**

**Dipl.-Ing. D. Köhler**

**Dr.-Ing. Th. Krammer**

**Dipl.-Ing. H. Mühlbacher**

**München, März 2002**

**Impressum:**

Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft – Teil 3

Das Virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerk  
Technische und energiewirtschaftliche Bewertung

**ISBN 3 – 933 283 – 27 – 2**

1. Auflage 2002

Copyright:

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.  
Am Blütenanger 71  
80995 München

Tel.: +49 (0)89 / 15 81 21 - 0

Fax: +49 (0)89 / 15 81 21 - 10

E-mail: [info@ffe.de](mailto:info@ffe.de)

Internet: [www.ffe.de](http://www.ffe.de)

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Dr.-Ing. W. Mauch

Alle Rechte vorbehalten, auch die des auszugsweisen Vervielfältigens gleich welcher Art, der Übersetzung sowie der Bearbeitung für Ton- und Bildträger, für Film und Fernsehen, für den Gebrauch in Lehrgeräten jeder Art.

München, März 2002

Vertrieb:

E&M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching

# Inhalt

<b>Zusammenfassung</b> .....	2
<b>1 Einleitung und Zielsetzung</b> .....	4
<b>2 Methodik und Definitionen</b> .....	5
2.1 Definitionen.....	6
2.2 Begriff des Virtuellen Kraftwerks.....	8
<b>3 Elemente eines Virtuellen Kraftwerks</b> .....	11
3.1 Brennstoffzellenanlagen .....	11
3.2 Sonstige KWK-Anlagen .....	14
3.3 Mögliche Konfiguration eines Virtuellen BZ-Kraftwerks .....	17
3.3.1 Die Brennstoffzelle im Heizsystem.....	18
3.3.2 Informationstechnische Vernetzung.....	19
<b>4 Detailanalyse eines Virtuellen Brennstoffzellen-Kraftwerks</b> .....	23
4.1 Definition der Referenzsiedlung.....	23
4.2 Definition der Hausenergieversorgung .....	28
4.3 Simulation.....	29
4.4 Ergebnisse.....	34
<b>5 Vergleich des Virtuellen Kraftwerks mit getrennter Energieerzeugung</b> .....	37
5.1 Methodik und Randbedingungen .....	37
5.1.1 Basisdaten .....	37
5.1.2 Varianten des Systemvergleichs.....	38
5.2 Primärenergetischer Vergleich.....	40
5.3 Emissionen .....	45
<b>6 Ausblick</b> .....	48
<b>7 Literatur</b> .....	49
<b>8 Anhang</b> .....	52
A Definition des Kumulierten Energieaufwandes .....	52
B Zusammensetzung der charakteristischen Siedlung .....	53

## Zusammenfassung

Ziel dieser Studie ist die technische und energiewirtschaftliche Bewertung eines Virtuellen Kraftwerks bestehend aus einer großen Anzahl kleiner, dezentraler Brennstoffzellensysteme zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme für die Hausenergieversorgung. Neben der primärenergetischen Bewertung im Vergleich zum Standardfall der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme, steht die Frage nach Aufwand und Nutzen einer zentralen Steuerung für das Virtuelle Kraftwerk im Vordergrund.

Analysiert wurden diese Fragen am Beispielfall einer Siedlung aus insgesamt 80 Ein- und Mehrfamilienhäusern mit einem Jahreswärmebedarf von 2.280 MWh/a und einem elektrischen Energieverbrauch von 589 MWh/a. Es wurden Lastgänge von Strom- und Wärmebedarf mit hoher zeitlicher Auflösung ermittelt und als Eingangsgröße für eine energiewirtschaftliche Simulation verwendet.

Kleine Brennstoffzellensysteme für die Hausenergieversorgung sind heute noch nicht am Markt erhältlich; deshalb gibt es noch keine gesicherte Aussage über die praktisch erreichbare Energieeffizienz. Zugrunde gelegt wurden Brennstoffzellensysteme mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 32 % im Bestpunkt und einem thermischen Wirkungsgrad von bis zu 55 %. Zwei Brennstoffzellenvarianten (gebäudeoptimiert betrieben bzw. extern gesteuert zur Lastoptimierung) und zwei Referenzvarianten (konventionelle Heizungstechnologie und Strommix 2000 bzw. Heizungen mit Brennwerttechnik und GuD-Kraftwerk) werden einander gegenübergestellt und verglichen.

Dabei ergaben sich folgende wichtige Ergebnisse und Aussagen:

- Durch den Einsatz von Brennstoffzellenanlagen in der Siedlung reduziert sich das Maximum der elektrischen Bezugsleistung auf 40 bis 60 % der Ursprungswerte.
- Im Vergleich zwischen der gebäudeoptimierten und der zentral gesteuerten Brennstoffzellenvariante ergeben sich nur unwesentliche Unterschiede bei den elektrischen Deckungsgraden der Siedlung und Vollbenutzungsstunden der Brennstoffzellenanlagen. Im Falle der zentral gesteuerten Variante wird bei gleicher Speichergröße die zulässige Speichertemperatur um 5 K erhöht, um eine größere Flexibilität bei der Betriebsführung zu erreichen.
- Sowohl das gebäudeoptimierte als auch das zentral gesteuerte Virtuelle Kraftwerk weisen trotz konservativ angesetzter Wirkungsgrade der Brennstoffzellenanlagen nahezu denselben Primärenergieverbrauch auf wie die Referenzvariante mit Brennwerttechnik und GuD-Kraftwerk.

- Im Vergleich zu bestehender konventioneller Heizungstechnologie und Strom aus dem heutigen Kraftwerksmix ergibt sich sowohl für die Brennstoffzellenvarianten als auch für die Variante mit Brennwertechnik und GuD-Kraftwerk ein ca. 23 %-iger primärenergetischer Vorteil.
- Bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen ergibt sich für die Brennstoffzellenvarianten ein Einsparpotenzial von ebenfalls 23 %. Die durch den Bau eines Virtuellen Kraftwerks erfolgte Verlagerung der Energieerzeugung in die Siedlung hat keine erhöhte Emissionsbelastung Vorort zur Folge.

### **Fazit**

Beide Varianten zur Brennstoffzellen-Hausenergieversorgung führen zu einer deutlichen Verringerung der Strombezugsspitzen der Siedlung. Es ergeben sich nur marginale Unterschiede zwischen der intern und der zentral gesteuerten Variante; der hohe Aufwand für die informationstechnische Vernetzung bringt für die betrachtete Referenzsiedlung keine signifikanten Vorteile.

Die Brennstoffzellensysteme können unter den getroffenen Annahmen primärenergetisch betrachtet mit dem heutigen Stand der Technik aus Brennwerteckeln und GuD-Kraftwerken konkurrieren. Der Gesamtwirkungsgrad liegt in derselben Größenordnung wie bei konventionellen KWK-Systemen. Die wichtigsten Vorteile der Brennstoffzelle sind jedoch ihre höhere Stromkennzahl und das mögliche Downscaling bis zu kleinsten Leistungen unterhalb von 1 kW<sub>el</sub>. Damit lassen sich zusätzliche, mit den bisherigen KWK-Techniken unzugängliche Anwendungsbereiche, wie z.B. im nichtgewerblichen Gebäudesektor, erschließen und damit das Potenzial für KWK entsprechend erweitern.

# 1 Einleitung und Zielsetzung

Im Rahmen der Wasserstoff-Initiative Bayern (wiba) des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Technologie werden wissenschaftliche Studien zu verschiedenen Perspektiven einer zukünftigen Wasserstoff-Energiewirtschaft verfasst.

In der Studie „Perspektiven einer Wasserstoffenergiewirtschaft (Teil 1) – Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung“ sind verschiedenste Wege der Wasserstoffbereitstellung zur Identifikation ökonomisch und ökologisch geeigneter Prozessketten untersucht worden.

In der zweiten Teilstudie über die "Stationäre Anwendung von Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung" wurde eine ganzheitliche Bewertung der Energieaufwendungen, Emissionen und Kosten für Brennstoffzellensysteme durchgeführt.

In der vorliegenden dritten Teilstudie über „Das Virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerk“ wurde an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft eine begriffliche Abgrenzung durchgeführt und die Machbarkeit eines Virtuellen Kraftwerks analysiert.

Der Begriff "Virtuelles Kraftwerk" kursiert seit einiger Zeit in Fachkreisen und wird überaus kontrovers diskutiert. Dabei gibt es bereits unterschiedliche Meinungen zur Definition eines Virtuellen Kraftwerks und zur Abgrenzung zu anderen Kraftwerksbetreibermodellen. Daher besteht zunächst die Notwendigkeit, eine Definition des Begriffes "Virtuelles Kraftwerk" zu erarbeiten.

Des Weiteren werden die technischen Voraussetzungen, die Betriebsparameter und die Machbarkeit sowie die Grenzen und Hemmnisse eines Virtuellen Kraftwerks aufgezeigt. Am Beispiel von dezentralen Brennstoffzellenanlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung einschließlich eines lokalen Wärmemanagementsystems einer Beispielsiedlung wird die Ausprägung eines Virtuellen Kraftwerks für den nichtgewerblichen Gebäudesektor aus der Sicht eines Energieversorgers dargestellt.

In der Studie wird untersucht, ob ein Virtuelles Kraftwerk im Vergleich zu modernen Referenztechnologien nach heutigem Stand der Technik betriebliche und energetische Vorteile aufweist. Dabei steht das Virtuelle Kraftwerk heute in Konkurrenz zum derzeitigen Kraftwerksmix und Heizungsanlagenbestand (Referenztechnologie 1), zukünftig zu einem zunehmenden Anteil von GuD-Kraftwerken für die Stromversorgung und Gas-Brennwerttechnik für thermische Energie (Referenztechnologie 2).

Die Studie analysiert und bewertet das Virtuelle Kraftwerk in unterschiedlichen Betriebsweisen anhand von energiewirtschaftlichen Parametern sowie der Emissionen im Vergleich zu den oben erwähnten Referenztechnologien.

## 2 Methodik und Definitionen

Grundlage der Studie ist eine rechnergestützte Simulation, welche den Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks in hoher zeitlicher Auflösung abbildet. Dafür wird eine für bundesdeutsche Verhältnisse typische Referenzsiedlung definiert, deren Gebäude (Ein- und Mehrfamilienhäuser) auf Niederspannungsebene von einer Trafostation versorgt werden. In dieser Siedlung werden Brennstoffzellenanlagen (BZA) verschiedener Leistung installiert, die mit unterschiedlichen Betriebsweisen gefahren werden und ein Virtuelles Kraftwerk bilden. Betrachtet werden mehrere Gebäudetypen (Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser) mit ihren jeweils charakteristischen Lastgängen für Strom- sowie Heizwärme- und Warmwasserbedarf, die zu einer für bundesdeutsche Verhältnisse charakteristischen Siedlung kombiniert werden.

Unter der Voraussetzung, dass die aus Brennstoffzelle und Zusatzbrenner bestehenden BZA den Nutzwärmebedarf der jeweiligen Gebäude vollständig decken, werden die Brennstoffzellen zunächst wärmegeführt betrieben. In einem zweiten Schritt werden verschiedene Möglichkeiten der Einflussnahme einer externen, zentralen Regelinanz im Hinblick auf eine Lastgangoptimierung im Nieder- bzw. Mittelspannungsnetz untersucht.

Das Simulationsprogramm ermöglicht eine Bewertung der BZA bzgl. Jahresnutzungsgrad, Ausnutzungsdauer der Brennstoffzellen sowie der Zusatzbrenner, elektrische und thermische Deckungsgrade und anderer energiewirtschaftlicher Kennwerte bei verschiedenen Betriebsweisen. Darüber hinaus liefert die Simulation die für die strom- und wärmeseitige Versorgung sowie die Stromeinspeisung nötigen Endenergieverbrauchswerte von Erdgas und den Bedarf elektrischer Energie aus dem Netz, sodass ein primärenergetischer Vergleich des Virtuellen Kraftwerks mit einer getrennten Strom- und Wärmeversorgung möglich wird. Kernpunkt ist die Fragestellung, ob durch den Betrieb vieler dezentraler, durch eine externe Regelung optimierte BZA ein dem Zubau zentraler Kraftwerke vergleichbarer Beitrag zur Stromversorgung erzielt werden kann und aus energiewirtschaftlicher Sicht auf Siedlungsebene günstiger ist.

Gegenstand des 5. Kapitels ist deshalb die energetische Bewertung des Virtuellen Brennstoffzellen-Kraftwerks im Vergleich zu zwei Referenzsystemen mit getrennter Strom- und Wärmeerzeugung. Diese Systeme basieren einerseits auf dem aktuellen Bestand heutiger Hausenergieversorgung, der durch die aktuelle Kesselverbaustatistik für Gaskessel und den Strommix 2000 abgebildet wird, und andererseits aus GuD-Kraftwerken zur Stromerzeugung und Heizungen mit Brennwertechnik zur Wärmeversorgung.

## 2.1 Definitionen

In diesem Abschnitt werden Begriffe und Kennzahlen zu Kraft-Wärme-Kopplung, zu Brennstoffzellen und deren Betriebsweise sowie zum Virtuellen Kraftwerk genannt bzw. festgelegt und gegeneinander abgegrenzt. Des Weiteren werden mathematisch-physikalische Zusammenhänge und Formeln aufgeführt, die für Berechnungen und die Datenauswertung verwendet werden. Am Ende des Kapitels wird eine Definition des Begriffs "Virtuelles Kraftwerk" entwickelt.

### **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK):**

KWK ist die gleichzeitige Umwandlung von zugeführten Energien in einer Energieanlage in mehrere Zielenergien, d.h. mechanische, elektrische Energie, Wärme und Kälte, wobei diese Zielenergien an Endverbraucher abgegeben werden /SCHA 01/.

Üblicherweise wird die KWK in der Industrie und z.T. im Kleinverbrauch eingesetzt. In der Industrie, vor allem in wärmeintensiven Branchen, ist die KWK in Form von großen Gegendruck- und Entnahmekondensationsturbinen seit Jahrzehnten ein fester Bestandteil der Energieversorgung. In Wohngebäuden sowie im Kleinverbrauch kommen KWK-Anlagen in Form von meist erdgasbetriebenen verbrennungsmotorischen Blockheizkraftwerken (BHKW) zum Einsatz.

### **Stromgeführter Betrieb:**

Die KWK-Anlage folgt soweit wie möglich dem Strombedarf des zu versorgenden Objekts. Bei einem Stromverbrauch oberhalb ihrer elektrischen Nennleistung und unterhalb der Mindestleistung erfolgt Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz, Stromeinspeisung findet nicht statt. Diese Betriebsweise ist energiewirtschaftlich sinnvoll, solange die erzeugte Wärme im Objekt direkt genutzt oder in einem Wärmespeicher gepuffert werden kann.

### **Wärmegeführter Betrieb:**

Die KWK-Anlage folgt soweit wie möglich dem Wärmebedarf des zu versorgenden Objekts. Bei einem Wärmebedarf oberhalb ihrer thermischen Nennleistung erfolgt die Wärmeversorgung durch einen Zusatzbrenner. Gegebenenfalls erfolgt ein Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz bzw. Stromeinspeisung.

### **Vollbenutzungsstunden:**

Die Vollbenutzungsstunden  $T_v$  ergeben sich als Quotient aus der Nutzenergieerzeugung und der Nennleistung der Anlagen bezogen auf einen vorgegebenen Zeitraum, in der Regel auf ein Jahr.

$$T_V = \frac{W_{\text{Nutz}}}{P_{\text{Nenn}}} \quad (\text{Gleichung 2-1})$$

$W_{\text{Nutz}}$                       Netto-Nutzenergieerzeugung in kWh

$P_{\text{Nenn}}$                       Nennleistung in kW

### Elektrischer / thermischer Systemwirkungsgrad:

Der elektrische ( $\eta_{\text{el}}$ ) bzw. thermische Systemwirkungsgrad ( $\eta_{\text{th}}$ ) der BZA beschreibt das Verhältnis von nutzbarer elektrischer Nettoleistung bzw. thermisch nutzbarer Wärmeleistung zur eingesetzten Brennstoffleistung. Die elektrische Nettoleistung versteht sich als Klemmenleistung abzüglich der Verluste im Umrichter und dem Hilfsenergiebedarf:

$$\eta_{\text{el}} = \frac{P_{\text{el,netto}}}{P_{\text{Brennstoff}}} \quad (\text{Gleichung 2-2})$$

$$\eta_{\text{th}} = \frac{P_{\text{th}}}{P_{\text{Brennstoff}}} \quad (\text{Gleichung 2-3})$$

$P_{\text{el,netto}}$                       elektrische Nettoleistung in kW<sub>el</sub>

$P_{\text{th}}$                               thermisch nutzbare Wärmeleistung in kW<sub>th</sub>

$P_{\text{Brennstoff}}$                       Brennstoffleistung in kW<sub>Hu</sub>

### Gesamtwirkungsgrad:

Der Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{\text{ges}}$  errechnet sich als Summe aus elektrischem und thermischem Systemwirkungsgrad:

$$\eta_{\text{ges}} = \frac{P_{\text{el,netto}} + P_{\text{th}}}{P_{\text{Brennstoff}}} \quad (\text{Gleichung 2-4})$$

### Elektrischer / thermischer Nutzungsgrad:

Der elektrische  $\eta_{\text{N,el}}$  bzw. thermische Nutzungsgrad  $\eta_{\text{N,th}}$  der BZA ist gleich dem Quotienten aus Netto-Stromerzeugung bzw. nutzbarer Wärmeerzeugung und dem Brennstoffwärmeverbrauch in der gleichen Zeitspanne:

$$\eta_{\text{N,el}} = \frac{W_{\text{el,netto}}}{W_{\text{Brennstoff}}} \quad (\text{Gleichung 2-5})$$

$$\eta_{\text{N,th}} = \frac{W_{\text{th}}}{W_{\text{Brennstoff}}} \quad (\text{Gleichung 2-6})$$

$W_{\text{el,netto}}$                       Netto-Stromerzeugung in kWh<sub>el</sub>

$W_{\text{th}}$                               nutzbare Wärmeerzeugung in kWh<sub>th</sub>

$W_{\text{Brennstoff}}$                       Brennstoffwärmeverbrauch in kWh<sub>Hu</sub>

### Gesamtnutzungsgrad:

Der Gesamtnutzungsgrad  $\eta_{N,\text{Brennstoff}}$  (auch Brennstoffausnutzung) der BZA ist das Verhältnis von Netto-Stromerzeugung und nutzbarer Wärmeerzeugung zum Brennstoffwärmeverbrauch in der gleichen Zeitspanne:

$$\eta_{N,\text{Brennstoff}} = \frac{W_{\text{el,netto}} + W_{\text{th}}}{W_{\text{Brennstoff}}} \quad (\text{Gleichung 2-7})$$

### Stromkennzahl:

Die Stromkennzahl  $s$  bei Kraft-Wärme-Kopplung entspricht dem Quotienten aus der Netto-Stromerzeugung und der nutzbaren Wärmeerzeugung in der gleichen Zeitspanne:

$$s = \frac{W_{\text{el,netto}}}{W_{\text{th}}} \quad (\text{Gleichung 2-8})$$

$W_{\text{el,netto}}$       Netto-Stromerzeugung in kWh<sub>el</sub>  
 $W_{\text{th}}$             nutzbare Wärmeerzeugung in kWh<sub>th</sub>

## 2.2 Begriff des Virtuellen Kraftwerks

Eine Literaturrecherche zeigt die unterschiedlichsten Definitionsansätze zum Schlagwort "Virtuelles Kraftwerk". Der Duden versteht unter virtuell: „(französisch) der Kraft oder Möglichkeit nach vorhanden, scheinbar“, nach /SCHO 96/ gilt als virtuell: „die Eigenschaft einer Sache, die zwar nicht real ist, aber doch in der Möglichkeit existiert; Virtualität spezifiziert also ein konkretes Objekt über Eigenschaften, die nicht physisch, aber doch in ihrer Funktionalität vorhanden sind. Diese Ausgangsdefinition von Virtualität impliziert den Bezug zu einem konkreten Objekt“. Es gibt demnach keine Virtualität per se.

Entsprechend problematisch ist die Bezeichnung „virtuell“ für eine sogar besonders große Anzahl von real existierenden Anlagen. Vielleicht weil mit diesem Begriff im allgemeinen Sprachgebrauch Futuristisches und Innovatives assoziiert wird, hat er aber in kürzester Zeit große Verbreitung gefunden und soll daher auch des Weiteren verwendet werden.

Zu Beginn sollen einige Beispiele die vielfältigen Interpretationen des Begriffes "Virtuelles Kraftwerk" zeigen. Einige Quellen verstehen das Virtuelle Kraftwerk als Kommunikationssystem, das eine rationellere Nutzung von Energie ermöglicht. In einer besonders weitgehenden Variante des „Virtuellen Kraftwerks“ soll der Energiebeauftragte einer Gemeinde die Einwohner zu einem freiwilligen Datenaustausch über den individuellen Energieverbrauch via Internet bewegen. Wird bei einem Nutzer ein vergleichsweise hoher Energieverbrauch festgestellt, so erscheinen eine Warnung und eine Checkliste mit praktischen Hinweisen zur Reduzierung (z.B. Abschalten von

Lampen, automatische zentrale Steuerung von Verbrauchern). Abzüglich der Energie für den Datentransfer entsprechen die resultierenden Einsparungen einer virtuellen Leistung /HEU 01/.

Eine andere Quelle versteht unter dem Virtuellen Kraftwerk ein Lastmanagement, um kostenintensiven Spitzenstromverbrauch zu minimieren und elektrische Leistungsspitzen zu glätten. Dies wird mit „Virtuellen Kraftwerken“ erreicht, die keinen Strom erzeugen, sondern aus abschaltbaren Lasten bestehen. Dabei handelt es sich um ein bereits seit Jahrzehnten praktiziertes Verfahren (abschaltbare Verträge, Rundsteuerung, etc.) und um den Least-Cost-Planing-Ansatz, lediglich die Kommunikation zwischen Erzeuger und Verbraucher wird mit modernen Methoden verwirklicht. Diese „indirekten Erzeuger“ können z.B. Elektroöfen, Kühlzellen, Lüftungsanlagen oder Großküchengeräte darstellen /SCHU 01/.

Das Geschäftsmodell von TXU Europe, mehrheitlicher Aktionär der Stadtwerke Kiel, basiert auf Portfoliomanagement. Das Unternehmen ist an der Energiekette vom Brennstoffeinkauf bis zur Stromversorgung der Kunden, wenn auch nur vertraglich beteiligt und bezeichnet sich ebenfalls als „Virtuelles Kraftwerk“ /TXU 01/.

Darüber hinaus gibt es Quellen, die das Virtuelle Kraftwerk als Einbindung dezentraler Systeme in elektrische Netze sehen. Kleine Einheiten zur Energieerzeugung werden mit modernen Kommunikationstechniken miteinander vernetzt, was bislang ungenutzte Optimierungsmöglichkeiten zwischen Erzeugung, Netzen und Anwender ermöglicht /VEW 01/.

In dieser Richtung gibt es mehrere Kommentare, die eine informationstechnische Vernetzung räumlich verteilter dezentraler Anlagen mit dem zentralen Lastmanagement eines EVUs oder Netzbetreibers beschreiben /HEN 01, BIT 01, ASUE 01/.

Sehr weitgehende Vorstellungen eines Virtuellen Kraftwerks hat die Firma Vaillant, die ein Brennstoffzellen-Heizgerät (BZH) entwickelt. Aus Sicht von Vaillant ist für die Integration eines Brennstoffzellen-Heizgeräts in ein Virtuelles Kraftwerk nur eine Änderung der Betriebsweise nötig. Das BZH soll zu bestimmten Zeiten, in denen die Netzlast steil ansteigt und der Strombedarf im Netz Spitzen zeigt, auf Volllast schalten und Überschussleistung in das Netz einspeisen. Dadurch kann das BZH aus Sicht der Netzbetreiber teuren Spitzenstrom substituieren und den Lastgang glätten (Peak Shaving). Die parallel überproduzierte Wärme wird in einem Wärmespeicher gepuffert. Eine Vielzahl von BZH sind über eine Kommunikationsschnittstelle direkt in das zentrale Lastmanagement eines Energieversorgungsunternehmens (EVU) integriert und bilden ein Virtuelles Kraftwerk /VAI 01/.

In Anlehnung an die zuletzt genannten Quellen soll in dieser Studie die folgende Definition des Virtuellen Kraftwerks getroffen werden:

**Virtuelles Kraftwerk:**

Ein Virtuelles Kraftwerk geht über bestehende Ansätze von dezentraler Energieversorgung hinaus. Es wird eine Vielzahl dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen als Gesamtsystem betrachtet, deren einzelne Anlagen informationstechnisch vernetzt sind. Eine zentrale Steuereinheit optimiert über Datentransfer das vorher individuelle Lastverhalten einzelner dezentraler Energieerzeugungsanlagen im Sinne dieses Gesamtsystems. Das Virtuelle Kraftwerk deckt den Nutzwärmebedarf aller beteiligten Einzelsysteme, optimiert die Stromlastgänge in Nieder- und Mittelspannungsnetzen und bildet einen Bestandteil des Kraftwerkparks eines EVUs.

### 3 Elemente eines Virtuellen Kraftwerks

Im Folgenden werden die für die Studie relevanten Brennstoffzellentypen sowie deren Systemkomponenten beschrieben. Ergänzend werden auch andere KWK-Anlagen, wie motorische BHKWs und Mikrogasturbinen vergleichend aufgeführt.

#### 3.1 Brennstoffzellenanlagen

In der Brennstoffzelle (BZ) findet eine kontrollierte elektrochemische Reaktion statt, bei der Wasser bzw. Wasserdampf aus Wasserstoff und Sauerstoff entsteht und dabei Strom sowie freiwerdende Wärme genutzt werden kann.

Wesentliche Unterscheidungsmerkmale heutiger Brennstoffzellen sind zum einen der verwendete Elektrolyt, zum anderen die Betriebstemperatur. Es hat sich eingebürgert, die Bezeichnungen nach den verwendeten Elektrolyten vorzunehmen /WAKÖ 97/. Wenn die Art der Brennstoffumsetzung für die Leistungsdichte wichtig ist, wird auch eine Nomenklatur nach dem Brennstoff gewählt (Direkt-Methanol-Brennstoffzelle) /VDI 1383/. In der **Tabelle 3-1** sind die Brennstoffzellentypen mit ihren spezifischen Eigenschaften dargestellt.

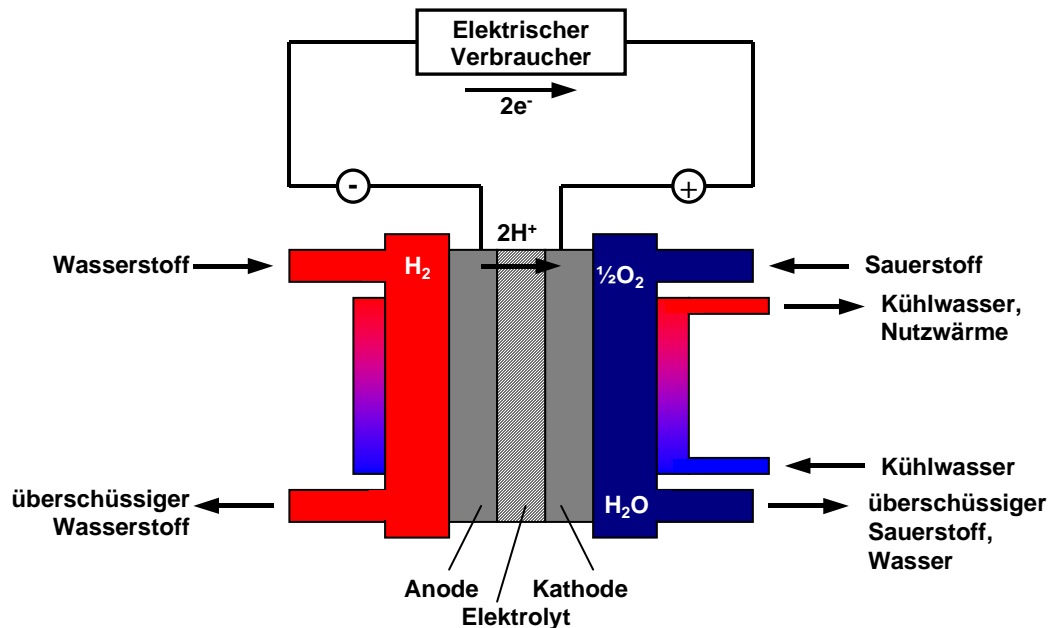
Brennstoffzellen zeichnen sich durch hohe Effizienz in der Brennstoffausnutzung und gute Wirkungsgrade auch im Teillastbetrieb aus und ermöglichen einen geräuscharmen Betrieb mit außerordentlich geringen Schadstoffemissionen.

**Tabelle 3-1:** Spezifische Eigenschaften verschiedener Brennstoffzellentypen  
/LEDJ 95, VDI 1383, TAB 00/

Brennstoffzellentyp	Brenngas Oxidant	Temperaturbereich	Elektrolyt	Wirkungsgrad	Leistungsbereich	Anwendung
<b>Niedertemperatur-Brennstoffzellen</b>						
Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (PEMFC)	H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> , Luft	50 - 80 °C	Protonenleitende Membran (Nafion R117, Dow)	Elektr. Teillast: 35 – 40 % Elektr. Vollast: 30 – 39 % Gesamt: 75 – 85 %	1 W – 1 MW	KWK, Kleinverbraucher, Fahrzeugantriebe
Alkalische Brennstoffzelle (AFC)	reinst H <sub>2</sub> reinst O <sub>2</sub> , auch Luft	60 - 90 °C	30% Kalilauge	Elektr. Vollast: ca. 50 %	1 kW – 250 kW	Raumfahrt, Kleinverbraucher, Fahrzeugantriebe
Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (DMFC)	CH <sub>3</sub> OH Luft, O <sub>2</sub>	80 - 130 °C	Protonenleitende Membran (Nafion, Dow)	Elektr. Vollast: 25 - 35 %	1 W – 100 kW	Kleinverbraucher, Fahrzeugantriebe
<b>Mitteltemperatur-Brennstoffzellen</b>						
Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)	Erdgas, Biogas, H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> , Luft	160 – 220 °C	konzentrierte Phosphorsäure (H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> )	Elektr. Teillast: 38 – 42 % Elektr. Vollast: 35 – 39 % Gesamt: 80 – 85 %	100 kW – 100 MW	KWK, dezentrale Stromversorgung
<b>Hochtemperatur-Brennstoffzellen</b>						
Karbonat-schmelzen-Brennstoffzelle (MCFC)	Erdgas, Kohlegas, Biogas, (H <sub>2</sub> ) O <sub>2</sub> , Luft	620 - 660 °C	Alkali-karbonat-schmelzen Li <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Elektr. Vollast: 45 – 55 % Gesamt: 75 – 85 %	200 kW – 100 MW	Kraftwerkstechnik, KWK, dezentrale Stromversorgung
Oxid-keramische Brennstoffzelle (SOFC)	Erdgas, Kohlegas, Biogas, H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> , Luft	800 - 1.000 °C	Yttrium stabilisiertes Zirkonoxid (ZrO <sub>2</sub> /YO <sub>3</sub> )	Elektr. Vollast: 40 – 50 % Gesamt: 75 – 90 %	1 kW – 100 MW	Kraftwerkstechnik, KWK, dezentrale Stromversorgung

Der Brennstoffzellenprozess basiert auf der elektrochemischen Reaktion eines Brennstoffes und eines Oxidants. Wichtige Komponenten sind die Elektroden (Anode und Kathode), denen kontinuierlich Brenngas (z.B. Wasserstoff) und Sauerstoff zugeführt werden. Die Reaktion läuft in zwei räumlich getrennten Schritten ab. Als stoffliche Trennung der meist gasförmig vorliegenden Reaktionsmedien dient ein gasdichter und elektrisch nicht leitender Elektrolyt, der in der Lage ist, Ionen zu leiten.

Am Beispiel der PEM in **Abbildung 3-1** soll der Brennstoffzellenprozess exemplarisch beschrieben werden. An der katalytisch aktiven Anodenoberfläche wird dem Wasserstoff ein Elektron ( $e^-$ ) abgespalten. Das Elektron wandert über den elektrischen Verbraucher zur Kathode, das Wasserstoffion, ein Proton ( $H^+$ ), diffundiert durch den Elektrolyten und nimmt auf der Luftseite (Kathode) Sauerstoff auf. Die dabei freiwerdende Energie kann einerseits direkt als elektrische Energie genutzt werden, die thermische Energie als Verlust der irreversiblen Vorgänge wird durch ein Kühlsystem abgeführt und kann ggf. anderweitig genutzt werden /VDI 1383/.



**Abbildung 3-1:** Prinzipieller schematischer Aufbau einer PEM-Brennstoffzelle /KORD 96/

Bei der **Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC, Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell, auch: Proton Exchange Membrane Fuel Cell)** besteht der Elektrolyt aus einer dünnen, gasdichten, protonenleitenden Kunststoffmembran. Der für die Ionenleitung notwendige Wassergehalt heute verfügbarer Polymermembranen begrenzt die Betriebstemperatur der PEMFC bei Umgebungsdruck auf maximal  $100^\circ C$  (Niedertemperatur-Brennstoffzelle). Die Arbeitstemperatur liegt zwischen  $60$  und  $80^\circ C$ , wobei PEM-Brennstoffzellen ein sehr gutes Kaltstartverhalten aufweisen. Als Katalysatormaterial werden Platin oder andere Edelmetalle verwendet, wodurch sich eine starke Empfindlichkeit gegen das Katalysatorgift Kohlenmonoxid ergibt. Als Brenngas benötigt die PEMFC reinen Wasserstoff und ist problemlos im Wasserstoff/Luft-Betrieb einsetzbar. Für den Betrieb mit kohlenstoffhaltigen Brennstoffen benötigen PEMFC-Systeme neben dem Reformer eine aufwendige Gasreinigungsstufe, die den CO-Gehalt im Reformatgas bis auf ca.  $10$  ppm reduziert /FVV 98/.

In der **Oxidkeramischen Brennstoffzelle (SOFC)** wird eine Zirkondioxid-Keramik als fester Elektrolyt eingesetzt. Die Keramik vermag bei Temperaturen über 800°C Ionen zu leiten. Bei derart hohen Arbeitstemperaturen findet die Brennstoffaufbereitung (Reformierung, Shiftkonvertierung) direkt in der Zelle statt, sodass Brennstoffe unterschiedlicher Art verarbeitet werden können. So ist nicht nur der Einsatz von Erdgas, sondern auch von Kohlegas, Synthesegas und Biogas möglich. Die hohen thermischen Belastungen der Bauteile und Materialien stellen derzeit die Hauptschwierigkeiten bei der Entwicklung der SOFC dar /VDI 1383/.

In Anlehnung an den Endbericht des TA-Projekts Brennstoffzellen-Technologie /TAB 00/ bieten sich für die Energieversorgung von Wohnhäusern nur solche Brennstoffzellentypen an, die kurze Anfahrzeiten aufweisen und modulierend betrieben werden können. Aufgrund des aktuellen Entwicklungsstandes kommen für diese Studie die PEMFC und die SOFC in Betracht. Allerdings wird bei der SOFC noch an der Optimierung des Systems für hochdynamische Lastgänge und der Abschaltbarkeit gearbeitet, sodass die PEMFC als Referenztyp für die weitere Arbeit dient.

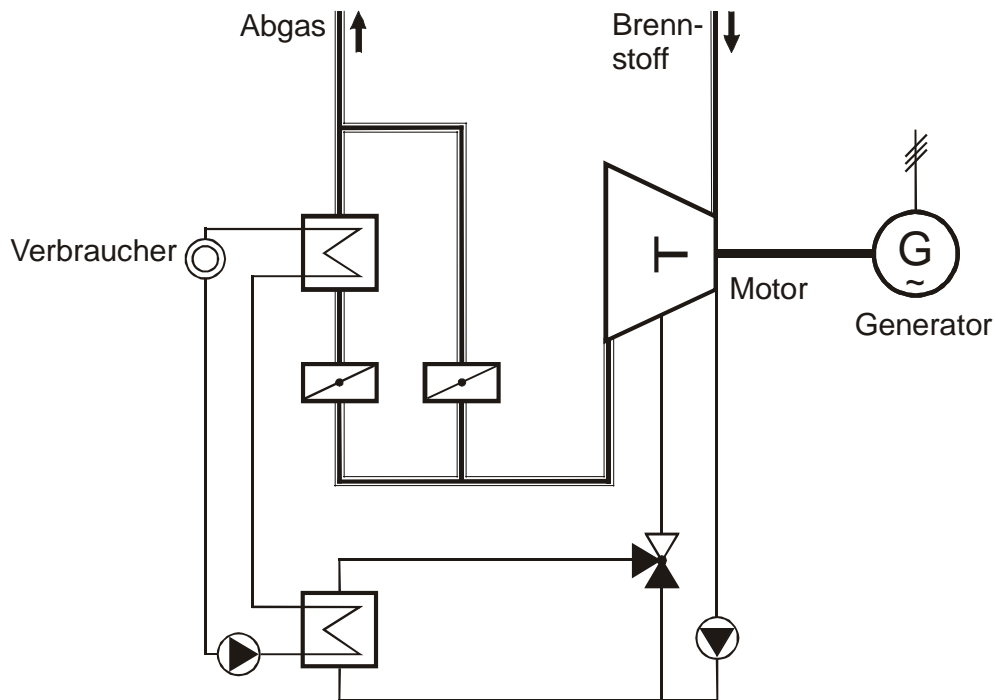
Für detailliertere Angaben über Brennstoffzellen sei auf die einschlägige Literatur verwiesen. Als empfehlenswert gelten: /KORD 96, LEDJ 95, TAB 00, VDI 1383, VDI 1596, WAKÖ 97/.

### 3.2 Sonstige KWK-Anlagen

Als konventionelle Technologien zur KWK auch mit kleinsten Leistungen stehen verbrennungsmotorische BHKW und zukünftig die Mikrogasturbine zur Verfügung. Stirlingmotoren werden wegen der vergleichsweise niedrigen elektrischen Wirkungsgrade und der hohen Investitionskosten im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet.

#### Motorische BHKW

KWK-Anlagen auf der Basis von Motoraggregaten werden bereits seit Jahrzehnten zur gekoppelten Produktion von Strom und Wärme eingesetzt. Wie in **Abbildung 3-2** dargestellt, wird dabei die elektrische Energie von einem mit Diesel- oder Ottomotor angetriebenen Generator erzeugt. Die im Motorkühlwasser, Ladeluftkühler, Ölkühler und Abgas des Motors anfallende Wärmeenergie wird auf einem Temperaturniveau von bis zu 100 °C in speziellen Wärmetauschern zur Aufheizung von Heizwasser genutzt /SCHM 96/.



**Abbildung 3-2:** Schematische Darstellung eines verbrennungsmotorischen BHKW

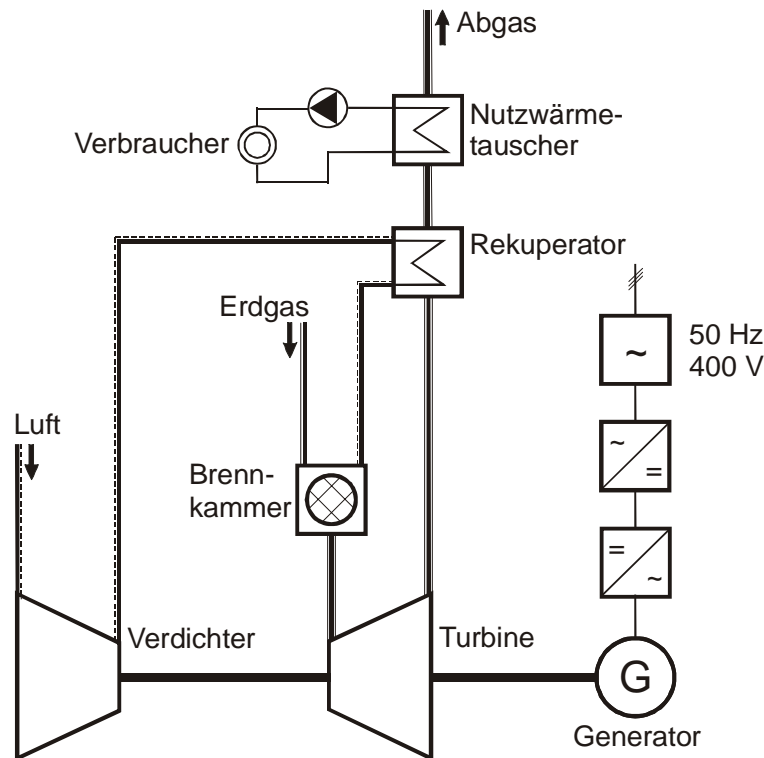
Die elektrischen Anschlussleistungen der motorischen BHKW beginnen bei ca. 5 kW und reichen weit in den MW-Bereich hinein. In dieser Studie wird nur der Bereich mit geringer Leistung betrachtet, dessen unteres Ende die Anlagen von Senertec und Ecopower mit ca. 5 kW<sub>el</sub> ausmachen. Bei motorischen BHKW wird der Lastzustand in der Regel durch Ein-Aus-Betrieb den Anforderungen angepasst, neuerdings sind auch leistungsmodulierende Geräte erhältlich.

### Mikrogasturbinen

Mikrogasturbinen sind kleine Gasturbinen mit elektrischen Leistungen von ca. 28 bis zu 200 kW, die auf Grund ihrer einfachen Konstruktion relativ geringe spezifische Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten aufweisen. Sie wurden für stationäre dezentrale Anwendungen entwickelt und haben in den letzten Jahren eine äußerst dynamische Entwicklung hin zu marktfähigen Produkten vollzogen. Die Anlagen weisen elektrische Wirkungsgrade von 25 bis 30 % auf. Laut Herstellerangaben erreichen die Turbinen im KWK-Betrieb Brennstoffausnutzungen von 70 bis 85 % /ASUE 01/.

Wie in **Abbildung 3-3** dargestellt, sind bei Mikrogasturbinen der Verdichter und die Turbine zusammen mit dem Generator auf einer schnelllaufenden Welle montiert. Der Verdichter saugt die Verbrennungsluft an, die im Rekuperator durch die Abgase der Turbine vorgewärmt wird. Im Anschluss wird das Luft-Erdgas-Gemisch in der Brennkammer verbrannt und in der Turbine entspannt. Die thermische Energie vom Abgas auf einem Temperaturniveau von unter 500 °C wird über den Abgaswärmetau-

scher genutzt. Der Generator mit Drehzahlen über 100.000 U/min erzeugt hochfrequenten Wechselstrom, der im nachgeschalteten elektronischen Inverter auf Netzfrequenz und -spannung wechselgerichtet wird.



**Abbildung 3-3:** Schematische Darstellung einer Mikrogasturbine

Bei Mikrogasturbinen wird in den nächsten 5 Jahren ein Anlagenpreis erwartet, der deutlich unter dem der Konkurrenzsysteme wie z.B. des Gasmotors liegen wird. Obwohl die Wirkungsgrade der Mikrogasturbinen im Vergleich zu Motor- und Brennstoffzellensystemen deutlich geringer sind, sind sie aufgrund der erwarteten niedrigen Preise bzw. der niedrigen Instandhaltungskosten eine interessante Option für verschiedene Anwendungen /EVA 01/.

Zurzeit gibt es fünf verschiedene Hersteller von Mikrogasturbinen. Die Anlage der Firma Capstone stellt die kleinste, auf dem Markt verfügbare Mikrogasturbine dar. Die elektrische Erzeugungsleistung liegt bei 28 kW<sub>el.</sub> /BAY 01/.

**Tabelle 3-2** zeigt die wichtigsten Kennwerte von BHKW und Mikrogasturbinen im Vergleich zu PEM-Brennstoffzellen.

**Tabelle 3-2:** Vergleich kleiner KWK-Anlagen /FFE 97-02, ASUE 01/

	Einheit	Brennstoffzelle (PEMFC)	Motorische BHKW	Mikrogasturbine
<b>Leistungsbereich</b>	kW <sub>el</sub>	> 1	> 4,7	> 28
<b>elektrischer Wirkungsgrad</b>	%	25 - 32	25 - 42	22,5 - 30
<b>thermischer Wirkungsgrad</b>	%	30 - 55	45 - 65	45 - 50
<b>Stromkennzahl</b>	-	1	0,4 - 1	0,3 - 0,65
<b>Temperaturniveau</b>	°C	< 80	< 100	< 500
<b>Investitionskosten</b>	€/kW <sub>el</sub>	2.500 – 5.000	1.350 - 2.400	1.000 - 1.750

In der dezentralen Energieversorgung haben zukünftig Brennstoffzellen wegen ihrer hohen Teillast-Wirkungsgrade Vorteile. Sie werden z.B. in Heizanlagen dezentral, d.h. am Ort des Energiebedarfs, in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben. Zwar haben Brennstoffzellen, wie aus Tabelle 3-2 hervorgeht, derzeit keine herausragenden Eigenschaften gegenüber den sonstigen KWK-Anlagen, die wichtigsten Vorteile der Brennstoffzelle sind jedoch ihre höhere Stromkennzahl und das mögliche Downscaling bis zu kleinsten Leistungen unterhalb von 1 kW<sub>el</sub>. Damit lassen sich zusätzliche, mit den bisherigen KWK-Techniken unzugängliche Anwendungsbereiche erschließen und damit das Potenzial für KWK entsprechend erweitern. Aus diesen Gründen beschränkt sich die weitere Betrachtung ausschließlich auf BZ-Systeme.

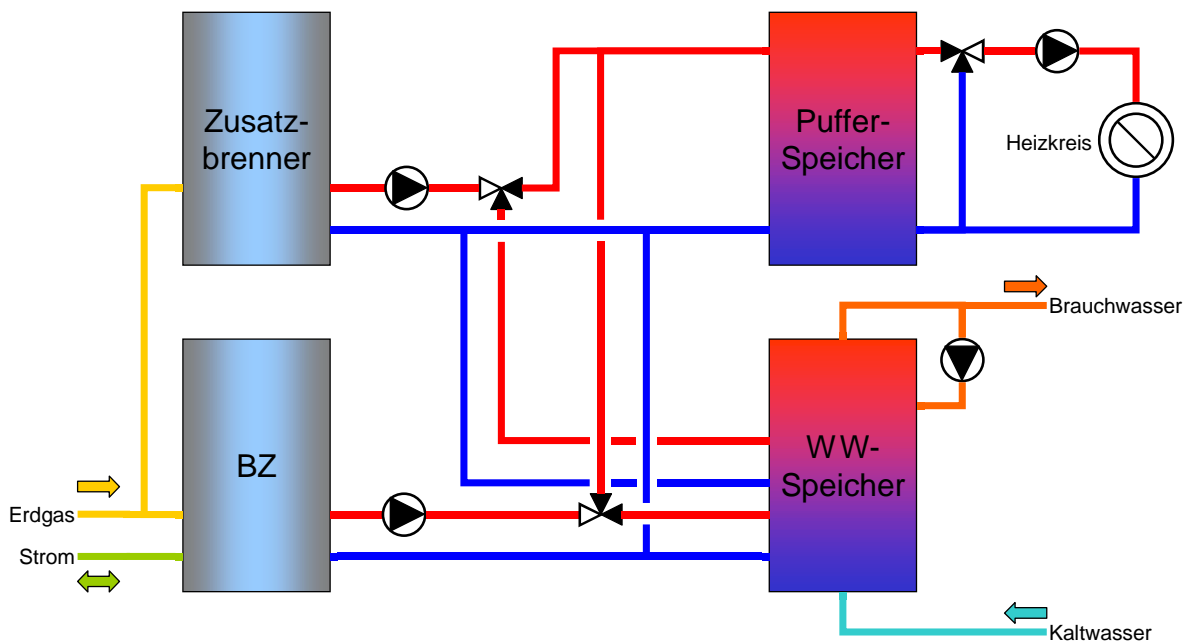
### 3.3 Mögliche Konfiguration eines Virtuellen BZ-Kraftwerks

Es werden Möglichkeiten und Bedingungen aufgezeigt, wie eine Vielzahl von BZA zu einem Virtuellen Kraftwerk auf Strom-, Wärme- und Informationsebene verknüpft werden kann. Dabei wird zugrunde gelegt, dass alle BZA über das Stromnetz untereinander verbunden sind und so ein Transport des Stroms innerhalb der Niederspannungsnetze und über die jeweiligen Trafostationen in das Mittelspannungsnetz realisiert werden kann.

Jede einzelne BZA verfügt über eine eigene interne Anlagenregelung, welche die relevanten Parameter des Heizsystems, des Wärmespeichers sowie des zu versorgenden Objektes erfasst. Mit Hilfe dieser Informationen ist eine auf die lokalen Bedürfnisse optimierte Regelung der BZA möglich.

### 3.3.1 Die Brennstoffzelle im Heizsystem

Zunächst wird die heizungstechnische Einbindung und Verschaltung der BZA im Heizsystem in **Abbildung 3-4** dargestellt. Die mit Erdgas betriebene BZA besteht aus dem Brennstoffzellenstack und dem Erdgasreformer (BZ), einem Zusatzbrenner, der thermische Leistungsspitzen abdeckt, einem Brauchwasserspeicher und einem Heizungspufferspeicher. Der bei konventionellen Heizungsanlagen eher selten verbaute Pufferspeicher für die Heizung ist auf Grund der geringen thermischen Leistung der Brennstoffzelle notwendig, um eine höhere Ausnutzungsdauer der Brennstoffzelle zu erreichen. Die Größe des Heizungspufferspeichers kann in der Simulation der BZA im Kapitel 4 variiert werden.



**Abbildung 3-4:** Heizungstechnische Einbindung einer Brennstoffzellenanlage

Alternativ sind auch Systemkonfigurationen mit nur einem größeren gemeinsamen Pufferspeicher für Heizung und Brauchwasser denkbar, bei der die Brauchwasserbereitstellung über einen zusätzlichen Wärmetauscher realisiert wird. Die Vorteile des geringeren Speicherverlustes von nur einem, wenn auch größeren Behälter werden durch eine notwendige Temperaturhaltung des gesamten Speichers auf Brauchwassertemperaturen auch im Sommer jedoch schnell kompensiert.

In **Abbildung 3-4** ist zu erkennen, dass die Brennstoffzelle und der Zusatzbrenner im Heizsystem als gleichberechtigte Anlagenkomponenten verschaltet sind und keine Anlage eine Vorrangschaltung gegenüber der anderen hat. Sowohl Brennstoffzelle als auch Zusatzbrenner können Wärme für Raumheizung und Brauchwasser bereitstellen.

Die Auslegung der BZA erfolgt nach dem Wärmebedarf des Gebäudes, in dem das System installiert ist. Um einen ganzjährigen Betrieb der Brennstoffzelle zu

ermöglichen, orientiert sich deren Leistung am Warmwasserbedarf, der Zusatzbrenner wird nach dem Raumwärmebedarf dimensioniert. Aus wirtschaftlichen Gründen wird auf eine größere Dimensionierung der Anlage im Hinblick auf den Einsatz im Virtuellen Kraftwerk verzichtet. Dabei wird aus energetischen und wirtschaftlichen Gründen vorausgesetzt, dass keine Wärme ungenutzt "weggekühlt" werden muss. Diese Bedingung schränkt den Betrieb der Brennstoffzelle besonders im Sommer ein.

Um eine günstige Ausnutzungsdauer der Brennstoffzelle zu erzielen, ist es unabdingbar, Raumheizung und Brauchwassererwärmung mit der BZA zu realisieren. Eine elektrische Brauchwassererwärmung ist mit der Brennstoffzelle nicht zu vereinbaren, da möglichst der gesamte Nutzwärmebedarf von der BZA gedeckt werden soll.

Ergänzend ist anzumerken, dass zusätzliche Systeme zur Wärmebereitstellung, wie z.B. Solarkollektoren, sowie ein zukünftig zu erwartender geringerer Raumwärmebedarf auf Grund verbesserter Gebäudedämmung die Ausnutzungsdauer der Brennstoffzelle reduzieren.

### **3.3.2 Informationstechnische Vernetzung**

Eine notwendige Bedingung für ein Virtuelles Kraftwerk ist die Möglichkeit, von einer zentralen, externen Stelle, Einfluss auf die internen Regelungen der einzelnen Brennstoffzellen zu nehmen. Ein Virtuelles Kraftwerk erfordert eine zentrale Prozesssteuerung z.B. in der Leitstelle eines Energieversorgers mit einem Netzwerk zum Daten- und Kommunikationstransfer. Hierfür stehen momentan und in naher bis mittelfristiger Zukunft die folgenden Techniken zur Verfügung.

#### **UMTS - Universal Mobil Telecommunications System**

Bei UMTS erfolgt die Datenübertragung per Mobilfunknetz. Die Übertragungsrate von bis zu 8 Mb/s ist für den Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks mehr als ausreichend. Da diese Technik erst Anfang 2003 und zunächst nur in Ballungszentren flächendeckend verfügbar sein soll, liegt noch keine Praxiserfahrung vor. Wegen der zu erwartenden hohen Tarife dürfte der stationäre Einsatz in Konkurrenz zum Festnetz wenig interessant sein.

#### **GSM - Global System for Mobile Communication**

Die kabellose Übertragung über GSM hingegen ist aus der Mobilfunktechnik weitestgehend bekannt und erprobt. Hier ist eine Übertragungsrate von 9,6 kb/s möglich, was für den vorliegenden Anwendungsfall ausreichend ist. Der Vorteil mobiler Datenabfrage und Steuerung durch den Versand von Daten und Fehlermeldungen in Echtzeit zwischen BZA und Leitrechner über Mobilfunk ist mit dieser Variante gegeben.

## PLC - PowerLine Communication

Es liegt nahe, das vorhandene Stromnetz zum Datentransfer zu nutzen. Seit längerem wird hierfür die Technik der PLC erforscht. Gedacht ist PLC bis jetzt für die „letzte Meile“ als Konkurrenzprodukt zu bestehenden Telekommunikationstechniken. Unter der „letzten Meile“ versteht man das Stück von einer Trafostation zum Endkunden. Die Überbrückung größerer Entfernungen wird ab der Trafostation über einen „Backbone“ geführt, d.h. über eine vorhandene Kommunikationsnetzstruktur, wie z.B. Glasfaserkabel. Die Auswirkung auf die Kommunikationssicherheit im Anwendungsfall Virtuelles Kraftwerk, bei der die Energieerzeugungsanlagen der Empfänger der Informationen ist, ist zur Zeit nicht bekannt. Diese Technik zur Kommunikation steht also noch keineswegs uneingeschränkt zur Verfügung, was sich wahrscheinlich in naher Zukunft nicht ändern wird /ROTH 01/.

## Rundsteuerung

Eine wesentlich einfachere, der PLC ähnliche Variante ist die zur Steuerung von Nachtspeicherheizungen gebräuchliche Rundsteuerung. Dabei werden auf die Netzfrequenz Oberwellen anderer Frequenz aufmoduliert, die von den anzusteuern Anlagen erkannt werden. Zwar sind die Datenübertragungsraten keineswegs mit denen der anderen Kommunikationssysteme vergleichbar, evtl. sind aber wenige Signale vollkommen ausreichend, um den Bedürfnissen der externen Regelung des Virtuellen Kraftwerks zu genügen.

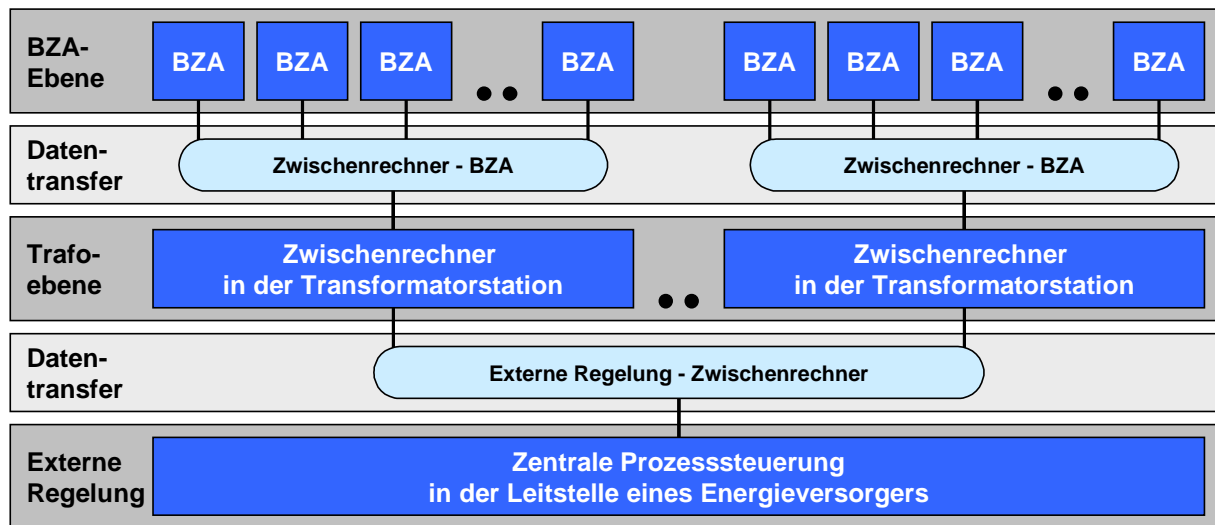
## Telefonnetz

Nahezu jeder Haushalt ist mit einem Telefonanschluss versorgt. Der übliche analoge Telefonanschluss mit einem Datentransfer von 56 kb/s ist für die vorliegende Anwendung ausreichend. Zudem kann ISDN (Integrated Services Digital Network) installiert werden, was eine Datenübertragungsgeschwindigkeit von 128 kb/s zulässt. ISDN ist der internationale Standard für das digitale Telekommunikationsnetz und gilt als Ablösung für das analoge Fernmeldenetz.

## Datentransfer

Die Struktur des Daten- und Kommunikationsnetzes sieht für alle erwähnten Informationstechniken ähnlich aus. **Abbildung 3-5** zeigt eine mögliche Datennetzstruktur eines Virtuellen Kraftwerks. Zunächst findet ein Datenaustausch jeweils zwischen den BZA und einem Zwischenrechner statt. An diesen Zwischenrechner, der sich an der Übergabestelle vom Nieder- zum Mittelspannungsnetz in einer Trafostation befindet, sind alle BZA in diesem Versorgungsgebiet angeschlossen. Die externe Regelung in der Leitstelle des EVUs kommuniziert nur mit den jeweiligen Zwischenrechnern und tauscht Informationen über Netzauslastung, Leistungsspitzen und lieferbare

Energiemengen aus. Es empfiehlt sich aus technischen Gründen, nicht mehr als 1.000 Anlagen an einen Zwischenrechner anzuschließen, um einen verlässlichen Datenaustausch gewährleisten zu können.



**Abbildung 3-5:** Beispielhafte Datennetzstruktur eines Virtuellen Kraftwerks

### Fazit zur informationstechnischen Vernetzung

Aus wirtschaftlichen und technischen Gründen ist eine herkömmliche analoge Telefonleitung für die Anforderungen des Virtuellen Kraftwerks vollkommen ausreichend, zumal es sich um eine Technik mit einer flächendeckenden Infrastruktur handelt. Der zunehmende Ausbau digitaler und gleichzeitiger Ersatz analoger Telekommunikationsnetze beeinflusst die Eignung auf Grund höherer Datenübertragungsraten positiv. Darüber hinaus ermöglicht diese Technik die Kommunikation und den Datentransfer zwischen den BZA, den Zwischenrechnern und dem zentralen Prozesssteuerung auch per Internet, was Vorteile bei den Nutzungsgebühren bei größeren Entfernungen haben kann und die Möglichkeit der Fernüberwachung, bzw. -diagnose der Anlage bietet. Generell ist dies auch mit Kommunikationstechniken möglich, die ihre Daten und Informationen per Funk übertragen. Den Vorzug wird jedoch das System erhalten, welches den wirtschaftlicheren Datentransfer ermöglicht. Abhängig von den zu übertragenden Daten kann auch die Rundsteuerung zum Einsatz kommen. Allerdings ist die Übertragungsrate auf einzelne Signale beschränkt. **Tabelle 3-3** gibt einen Überblick über die erwähnten Datentransfermöglichkeiten mit deren spezifischen Eigenschaften.

**Tabelle 3-3:** Möglichkeiten des Datentransfers

	<b>Übertragungs- medium</b>	<b>Übertra- gungsrate</b>	<b>Verfügbarkeit</b>	<b>Eignung für das Virtuelle Kraftwerk</b>	
<b>UMTS</b>	Funk	bis 8 Mb/s	ab 2003 in Ballungszentren	nein	kostenintensiv, derzeit ungenügende Infrastruktur, aber hohe Übertragungsrate
<b>GSM</b>	Funk	9,6 kb/s	heute, nahezu flächendeckend	ja	mobile Steuerung
<b>PLC</b>	Stromnetz	bis 2 Mb/s	ansatzweise heute, flächendeckend möglich	nein	unausgereifte Technik, derzeit ungenügende Infrastruktur, Eignung für VK ungewiss
<b>Rund- steuerung</b>	Stromnetz	einzelne Signale	heute, flächendeckend	?	abhängig von der zu übertragenden Datenmenge
<b>Telefonnetz ISDN</b>	Telefonkabel	128 kb/s	heute, flächendeckend	ja	kostengünstig, bewährte Technik
<b>Telefonnetz analog</b>	Telefonkabel	56 kb/s	heute, flächendeckend	ja	kostengünstig, bewährte Technik

## 4 Detailanalyse eines Virtuellen Brennstoffzellen-Kraftwerks

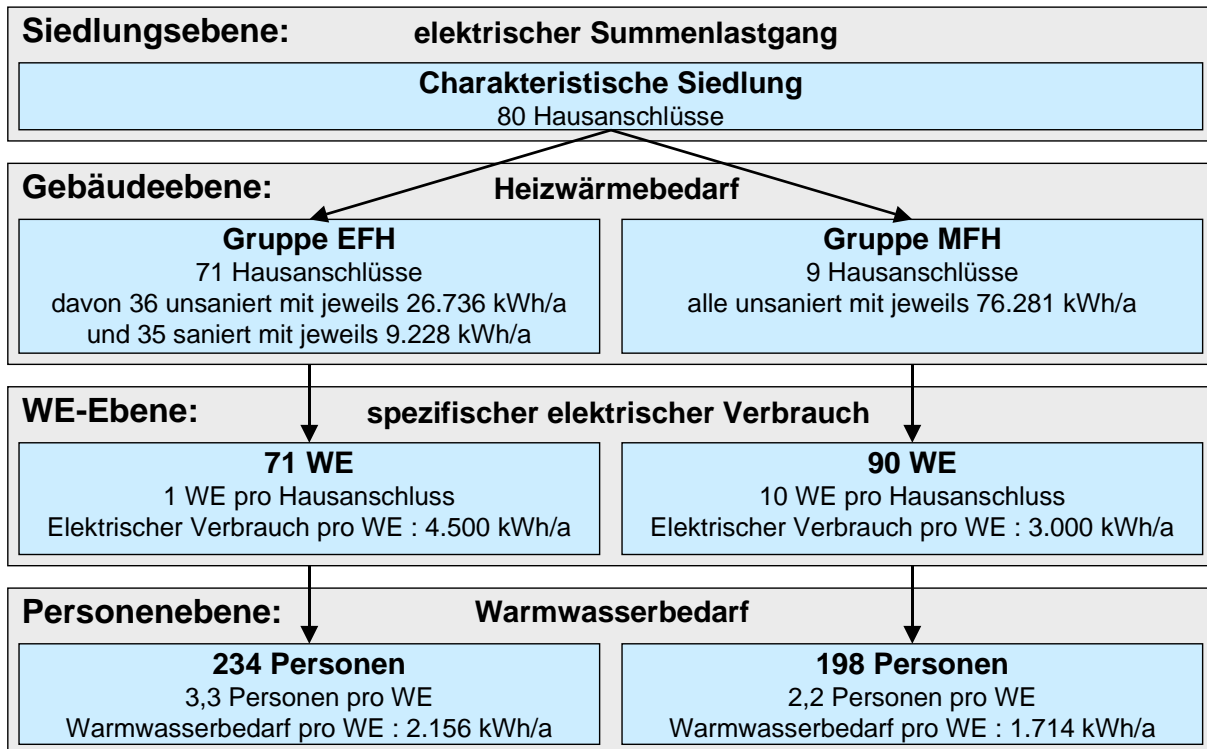
Für die Detailanalyse eines Virtuellen BZ-Kraftwerks wird in Kapitel 4.1 eine für bundesdeutsche Verhältnisse charakteristische Referenzsiedlung definiert. Von Interesse sind hierbei die Gebäudestruktur sowie die elektrischen und thermischen Lastgänge der Gebäude. In Kapitel 4.2 werden die in den beschriebenen Gebäuden eingesetzten Komponenten der Hausenergieversorgung beschrieben. Die Einbindung dieser Komponenten in die Hausenergieversorgung wurde in Kapitel 3.3.1 beschrieben.

Die eigentliche Detailanalyse des Virtuellen Kraftwerks erfolgt unter Einsatz einer Software-Simulation, die in Kapitel 4.3 beschrieben wird. Als Ergebnisse der Analyse werden in Kapitel 4.4 die energetischen Kenngrößen des untersuchten Virtuellen Kraftwerks für zwei verschiedene Regelstrategien dargestellt.

### 4.1 Definition der Referenzsiedlung

Das für die Detailanalyse entwickelte Modell geht von einer über eine Trafostation versorgten Wohnsiedlung aus, deren Gebäude mit Brennstoffzellenanlagen ausgerüstet sind. Im bundesdeutschen Durchschnitt werden über jede Trafostation (Niederspannungsverteilung) etwa 80 Gebäude mit elektrischem Strom versorgt /FFE 97-02, HAG 99/. Untersuchungen, die 1997 an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) durchgeführt wurden, bestätigen diese Angabe /GASS 97/.

Entsprechend einer statistischen Auswertung des Gebäudebestands befinden sich innerhalb der 80 Wohngebäude 71 Einfamilienhäuser und 9 Mehrfamilienhäuser /IKARUS, KLEE 00/. Die methodische Vorgehensweise zur Auswahl der Siedlungsgebäude ist im Anhang B dargestellt. Bei den Einfamilienhäusern wurde zwischen sanierten (35) und unsanierten (36) Gebäuden unterschieden; die Mehrfamilienhäuser sind durchweg unsaniert. Mit jeweils 10 Wohneinheiten im Bereich der Mehrfamilienhäuser besteht die Siedlung aus 161 Wohneinheiten. In Einfamilienhäusern leben durchschnittlich 3,3 Personen, in Mehrfamilienhäusern 2,2 Personen pro Wohneinheit, so dass in der Referenzsiedlung 432 Personen wohnen. Die Untergliederung der Referenzsiedlung in Siedlungs-, Gebäude-, Wohneinheiten- und Personenebene ist in **Abbildung 4-1** dargestellt.

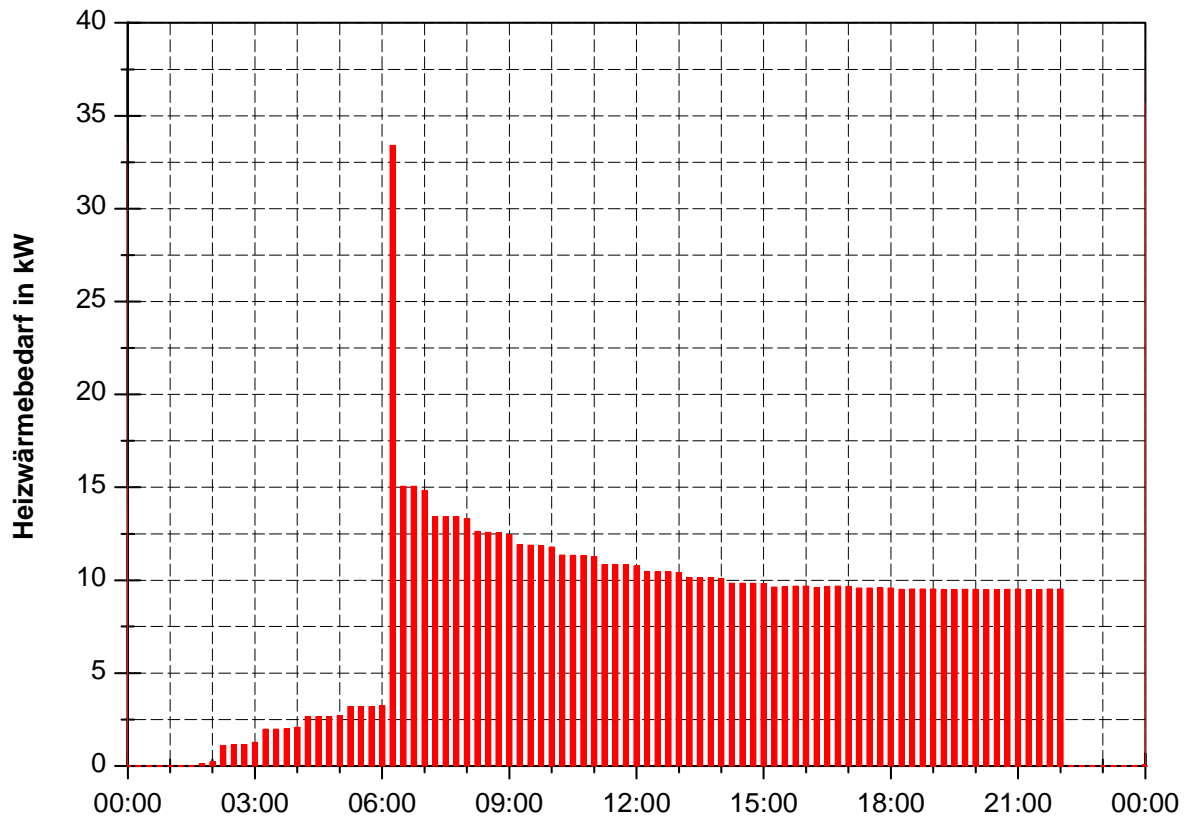


**Abbildung 4-1:** Definition der charakteristischen Referenzsiedlung

Im Folgenden wird die Energiebedarfssituation der Referenzsiedlung beschrieben.

### Wärmebedarf

Der Wärmebedarf der Siedlung wird unterteilt in Heizwärmebedarf und Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung. Der Heizwärmebedarf wird auf Gebäudeebene definiert. Für jedes Wohngebäude (Ein- und Mehrfamilienhäuser, saniert und unsaniert) existieren thermische Jahreslastgänge. Beispielhaft für ein unsaniertes Einfamilienhaus ist in **Abbildung 4-2** der Lastgang des Heizwärmebedarfs über einen Wintertag in Viertelstundenmittelwerten dargestellt.

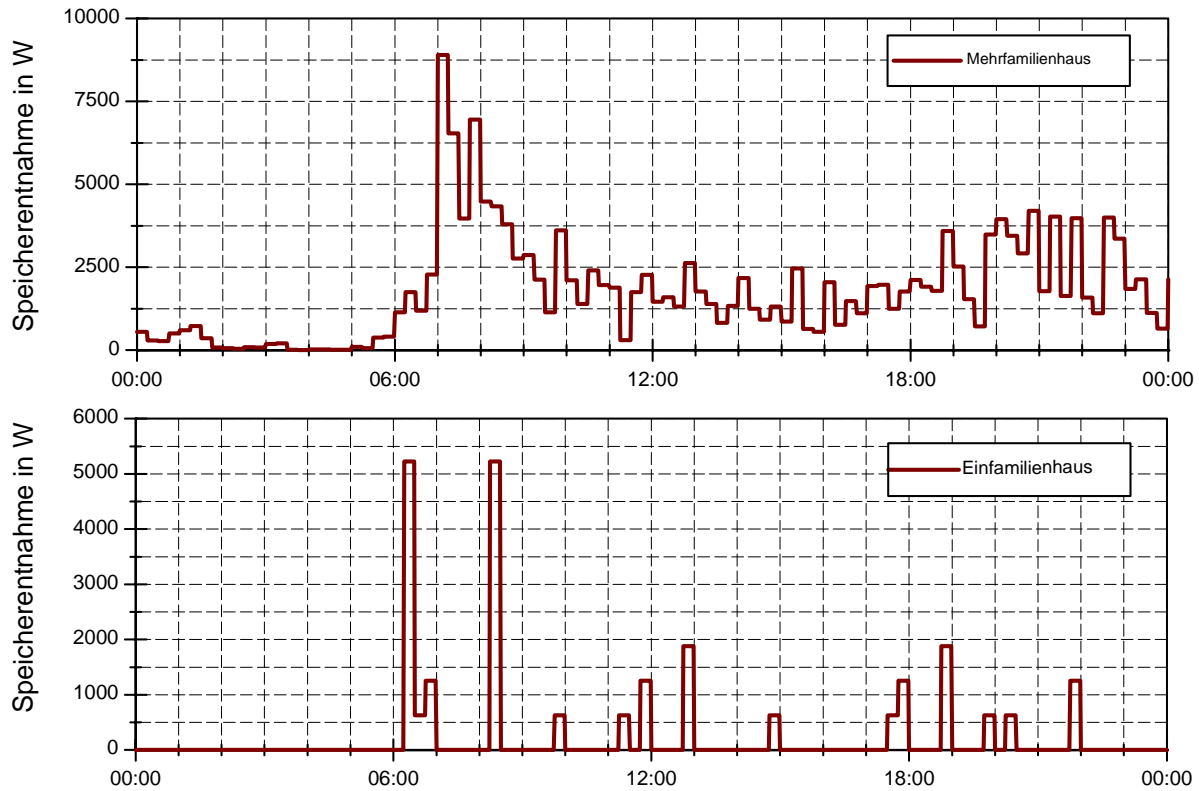


**Abbildung 4-2:** Tageslastgang des Heizwärmebedarfs (Einfamilienhaus, unsaniert, Wintertag)

Die Definition der Gebäude und die Ermittlung der zugehörigen Lastgänge wurde in /MÜHL 01/ durchgeführt. Der Jahresheizwärmebedarf der Referenzgebäude ist in Abbildung 4-1 dargestellt.

Der Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung wurde auf Personenebene erhoben und ist ebenfalls in /MÜHL 01/ ermittelt worden. Der jährliche Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung beträgt z.B. im Einfamilienhaus rund 2.156 kWh pro Jahr und basiert auf einer täglichen Warmwasser-Zapfmenge von 170 Litern. Die Zapfprofile werden getrennt nach Werk- und Wochenendtagen ermittelt.

In **Abbildung 4-3** ist ein entsprechendes Zapfprofil für Ein- und Mehrfamilienhäuser für einen typischen Werktag dargestellt.

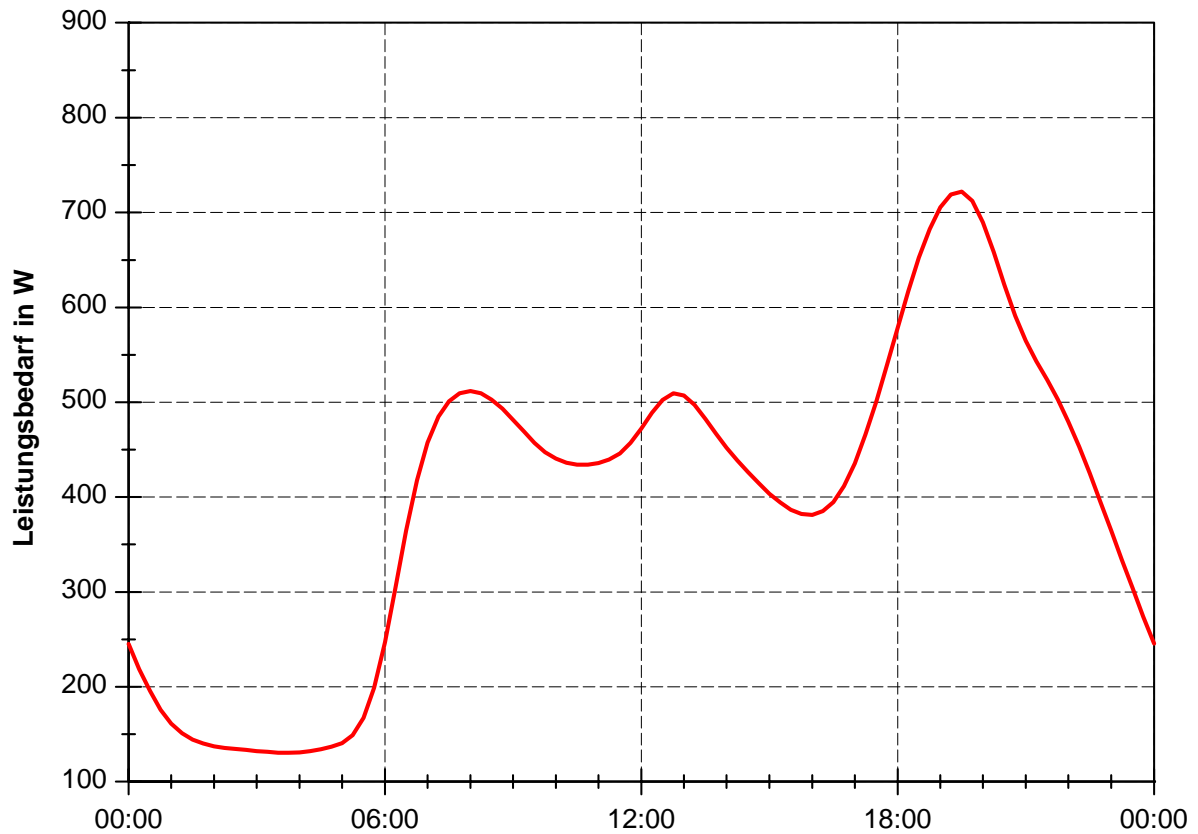


**Abbildung 4-3:** Warmwasser-Zapfprofil im Ein- und Mehrfamilienhaus (typischer Werktag)

### Strombedarf

Der elektrische Summenlastgang der charakteristischen Referenzsiedlung wurde in Anlehnung an die Haushaltslastprofile der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) ermittelt [VDEW 85]. Diese beschreiben Leistungswerte pro Haushalt im Viertelstundentakt jeweils unterteilt in Sommer-, Winter- und Übergangszeit sowie in Werk- und Wochenendtage.

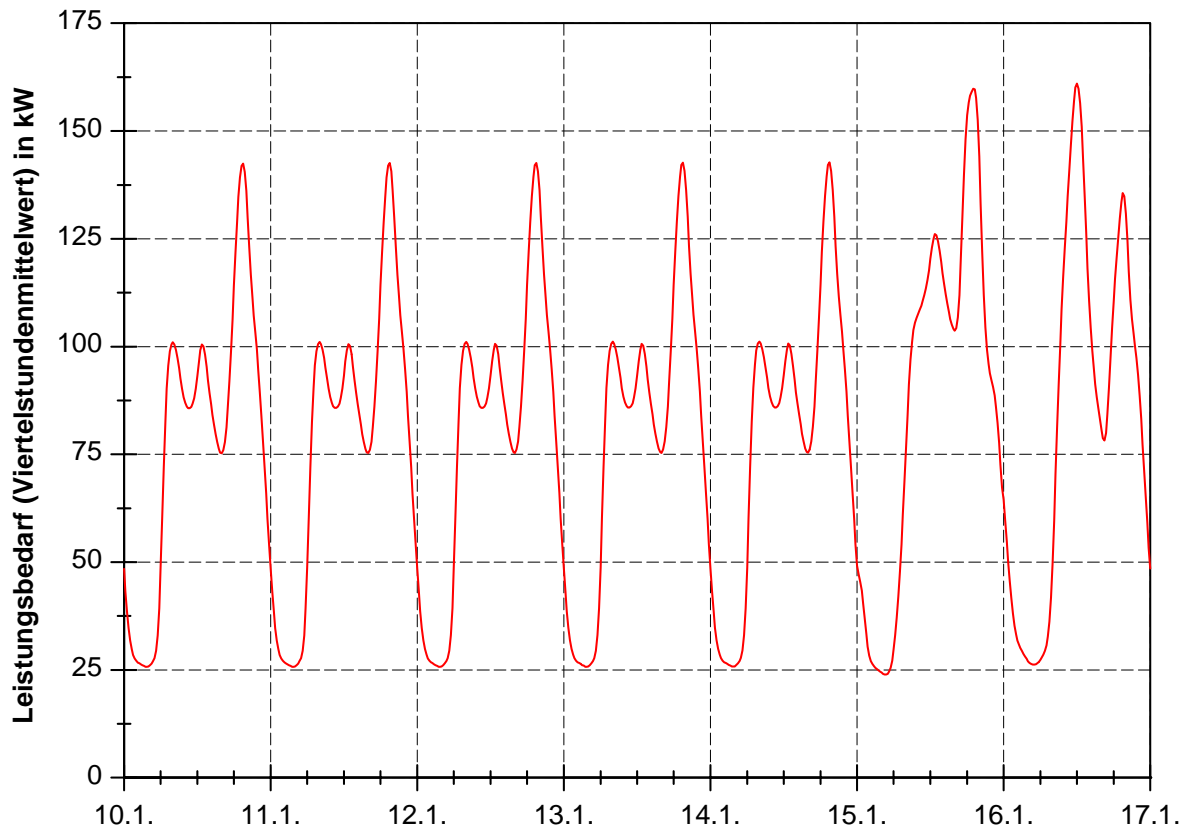
Das elektrische Lastprofil der Referenzgebäude berücksichtigt keinen Stromverbrauch zur Bereitstellung von Heizwärme oder Wärme zur Warmwasserbereitung. Für einen 2,2-Personen-Haushalt (Mehrfamilienhäuser) ist in **Abbildung 4-4** beispielhaft der elektrische Tageslastgang für einen Winter-Werktag dargestellt.



**Abbildung 4-4:** Mittlerer elektrischer Tageslastgang auf Haushaltsebene (2,2 Personen, Winter, werktags, Viertelstundenmittelwerte)

Der Jahresstromverbrauch beläuft sich auf 3.000 kWh/a pro Haushalt in Mehrfamilienhäusern bei durchschnittlich 2,2 Personen pro Haushalt und auf 4.500 kWh/a in Einfamilienhäusern mit durchschnittlich 3,3 Personen pro Haushalt.

Der elektrische Lastgang der charakteristischen Siedlung entsteht durch Überlagerung der Lastgänge der jeweiligen Haushalte. In **Abbildung 4-5** ist der Siedlungslastgang exemplarisch für eine Woche im Winter dargestellt.



**Abbildung 4-5:** Elektrischer Wochenlastgang der charakteristischen Siedlung im Winter /VDEW 85, GASS 97/

Der elektrische Jahreslastgang weist einen nahezu jahreszeitenunabhängigen Grundlastbedarf auf. Dieser Stromverbrauch für Kühl-, Gefrier- und Kleingeräte, sowie für Beleuchtung und Stand-by beträgt ca. 25 kW. Der elektrische Jahreslastgang hat einen dynamischen Lastverlauf, der im Winter ein Maximum und im Sommer ein Minimum aufweist. Dieser periodische Lastgang erklärt sich aus dem wesentlich höheren Strombedarf für Beleuchtung, Heizungspumpen, etc. im Winter. Die auffallenden Lastspitzen ergeben sich aus den Stromverbräuchen an den Wochenenden. Die relativ größten Spitzen entsprechen den Abendpeaks zwischen 18 und 20 Uhr an den Wochenenden.

Die Ergebnisse der Lastgangsynthese wurden anhand realer Messungen an neun verschiedenen Trafostationen im Großraum München plausibilisiert /GASS 97/.

## 4.2 Definition der Hausenergieversorgung

Zur Hausenergieversorgung werden in oben beschriebener Referenzsiedlung Brennstoffzellenanlagen mit Zusatzbrennern eingesetzt. Die wesentlichen technischen Daten dieser Komponenten sind in **Tabelle 4-1** dargestellt.

**Tabelle 4-1:** Technische Daten der Hausenergieversorgung /VDI 1596/

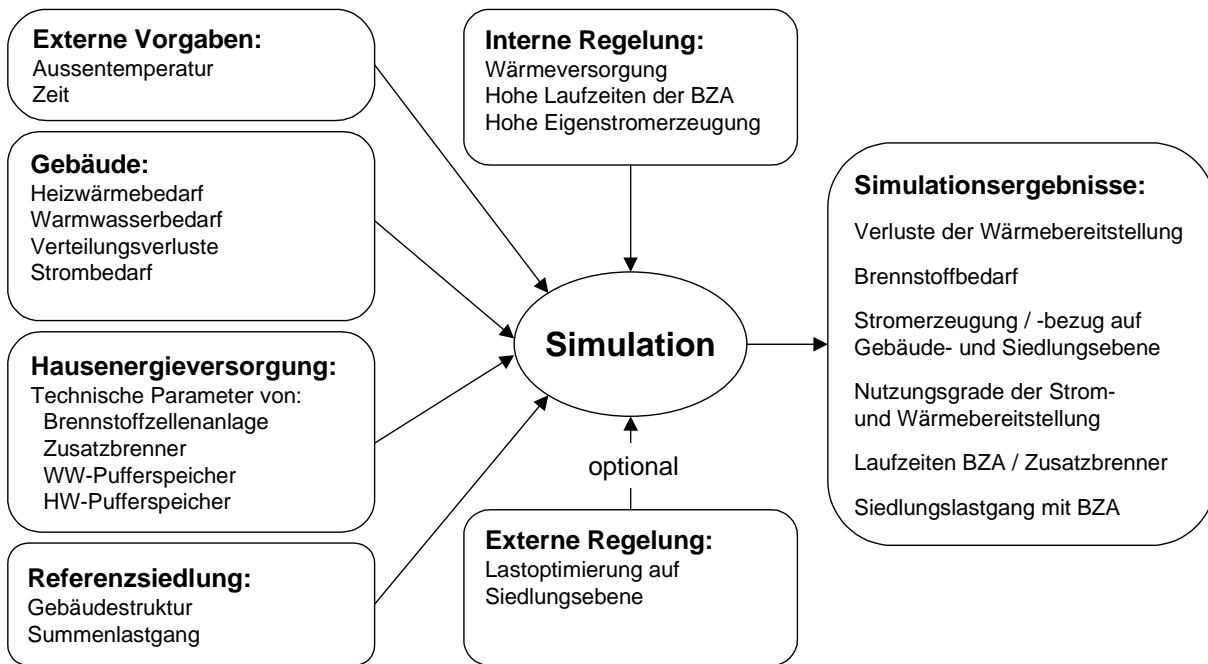
	Einheit	Einfamilienhaus unsaniert	Einfamilienhaus saniert	Mehrfamilienhaus unsaniert
Elektrische Nennleistung der BZA	kW	1	1	4,5
Thermische Nennleistung der BZA	kW	1,7	1,7	7
Anzahl der Leistungsstufen der BZA	-	5	5	5
Mindestleistung der BZA	%	30	30	20
Thermische Leistung des Zusatzbrenners	kW	17	12	70
Volumen Warmwasserspeicher	l	120	120	500
Volumen Heizwasserspeicher	l	100	100	100

Bei den Brennstoffzellenanlagen wird nicht zwischen saniertem und unsaniertem Gebäude unterschieden, da die Dimensionierung im Wesentlichen durch den Warmwasserbedarf vorgegeben ist. Die Zusatzbrenner wurden jedoch entsprechend dem deutlich geringeren Wärmebedarf der Gebäude kleiner dimensioniert. Der Heizwasserspeicher dient im Wesentlichen zur Vereinfachung der Anbindung von BZA und Zusatzbrenner an das Heizwärmeverteilsystem des Gebäudes und wurde daher für alle Fälle gleich dimensioniert. Zur besseren Abbildung der thermischen Trägheit wird in der im Folgenden beschriebenen Simulation ein gebäudeunabhängiges Heizwasservolumen berücksichtigt.

### 4.3 Simulation

Wesentlicher Bestandteil der Detailanalyse ist ein Simulationsprogramm, welches den Betrieb des aus vielen verteilten BZ-Systemen bestehenden Virtuellen Kraftwerks nachbildet. Die BZA bestehen wie in Kapitel 3.1 beschrieben aus Brennstoffzelle, Zusatzbrenner und zwei Pufferspeichern für Warmwasser und Heizung. Sie müssen jeweils die Wärmeversorgung der angeschlossenen Gebäude und Haushalte lokal sicherstellen. Die elektrische Energie kann hingegen über das Versorgungsnetz innerhalb des Virtuellen Kraftwerks und auch nach Außerhalb transportiert werden.

Die wesentlichen Komponenten der Simulation sind in **Abbildung 4-6** dargestellt:



**Abbildung 4-6:** Schematische Darstellung der Simulation

In einem Eingangsdialog können wesentliche Eingangsdaten der Simulation wie z.B. Zusammensetzung der Referenzsiedlung, Auslegung der Hausenergieversorgung, Zustand der Wärmeverteilung usw. frei definiert bzw. aus vorgegebenen Varianten ausgewählt werden. Die für die Simulation benötigten Detaildaten (Lastgänge, Anlagenkennlinien) sind in der Simulation hinterlegt.

Ebenso hinterlegt sind verschiedene Regelstrategien, wobei die rein wärmegeführte interne Regelung (siehe Fall 1 unten) fest vorgegeben ist. Die externe Regelung (siehe Fall 2 unten) kann der Benutzer wiederum aus verschiedenen Vorgaben auswählen.

Basierend auf den dargestellten Eingangsgrößen findet nach Festlegung aller Eingangsdaten eine zeitlich hochauflösende Simulation des Zusammenspiels aller Komponenten statt, die im Wesentlichen auf Energiebilanzen für die Brennstoffzellenanlagen, die Pufferspeicher sowie der Gebäude basiert. Zwei Fälle werden im Folgenden detailliert dargestellt:

### Fall 1: Unabhängiger Betrieb der BZA (Interne Regelung)

In diesem Fall werden die BZA in den einzelnen Gebäuden rein wärmegeführt betrieben. Die interne Regelung optimiert den Betrieb der Hausenergieversorgung im Hinblick auf möglichst hohe Ausnutzung sowie möglichst geringe Stillstandszeiten der BZA. Wesentliche Regelstrategien sind:

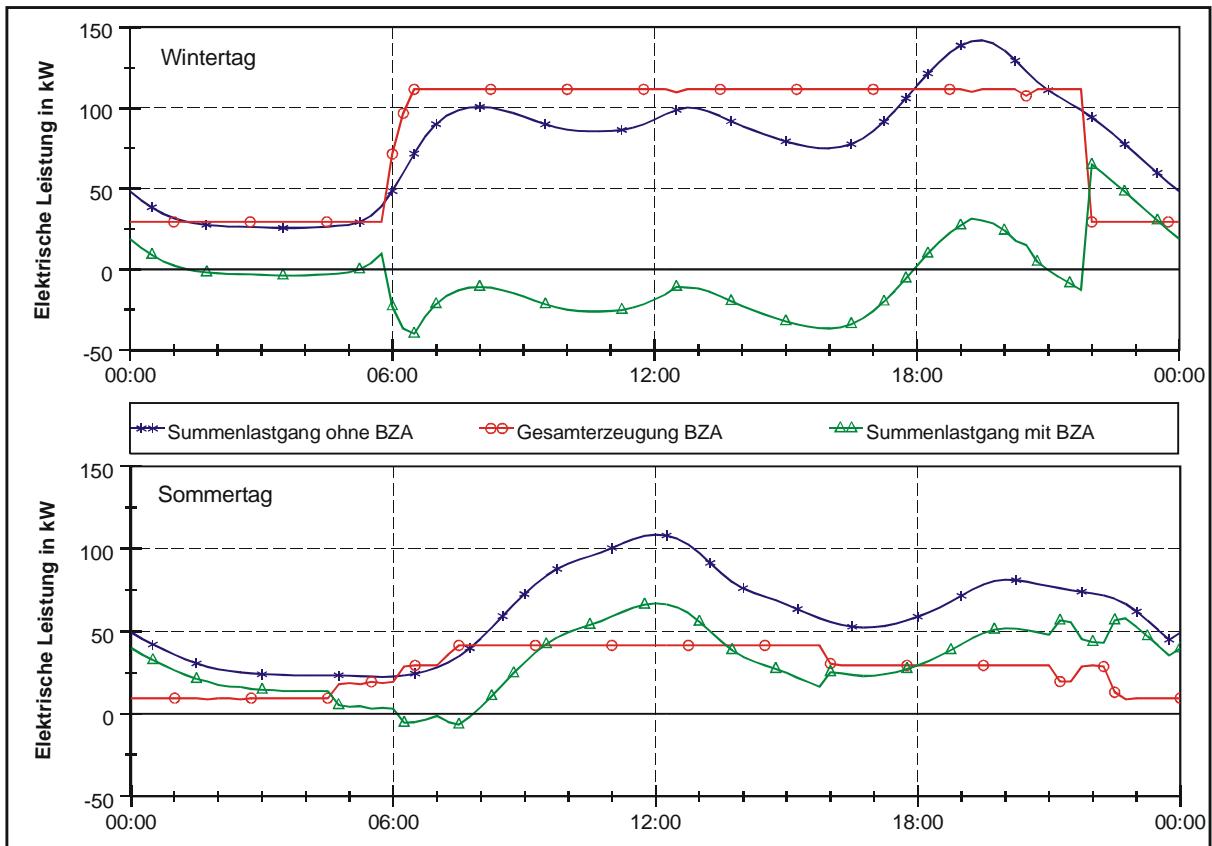
- Vorrangschaltung der BZA vor dem Zusatzbrenner, um die Laufzeit der BZA zu optimieren. Diese Vorrangschaltung wird über die Hysterese der Heiz- bzw. Warmwassertemperatur realisiert, so dass die BZA bereits bei geringfügiger

Unterschreitung der Solltemperaturen in Betrieb gehen, und erst bei Überschreitung der Solltemperaturen um mehr als 5 K abschalten. Die Zusatzbrenner werden erst bei deutlicher Unterschreitung der Solltemperaturen in Betrieb genommen und gehen bei Erreichen der Solltemperaturen außer Betrieb. Durch diese Regelung wird sichergestellt, dass der Zusatzbrenner nur in Betrieb geht, wenn die BZA in Betrieb sind.

- Vorrangschaltung der Warmwasserbereitung, d.h. das Laden des Warmwasserspeichers erfolgt nahezu ausschließlich durch die BZA, so dass in Zeiten ohne Heizwärmebedarf die Zusatzbrenner nur sehr selten in Betrieb gehen.
- Begrenzung der maximal zulässigen Leistungsstufe der BZA während der Nachtstunden und im Sommer, um unnötiges Takten bzw. Ausschalten der BZA zu vermeiden.

In **Abbildung 4-7** sind die Siedlungslastgänge bzw. die Eigenerzeugung der BZA für einen typischen Sommer- und Wintertag dargestellt. Der Siedlungslastgang ohne BZA ist im Winter durch eine Abend- und im Sommer durch eine Mittagsspitze geprägt. Zu erkennen ist, dass im Winter die Brennstoffzellenanlagen während der gesamten HT-Zeit mit Nennleistung betrieben werden können, was zeitweise zu einer deutlichen Rückspeisung ins öffentliche Netz führt. Die maximale Bezugsleistung ist ab 22:00 Uhr zu registrieren, wenn die Heizungsregelung in den Nachtbetrieb übergeht.

Im Sommer können die BZA wegen des fehlenden Heizwärmebedarfs nicht mit maximaler Leistung betrieben werden. Deshalb ist trotz der geringeren Gesamtleistung der Siedlung die verbleibende Lastspitze der Siedlung höher als im Winter. Die höhere Warmwasser-Anforderung während der Vormittagsstunden und die damit verbundene höhere BZA-Leistung führen insgesamt zu einer Vergleichmäßigung des Tageslastgangs.



**Abbildung 4-7:** Siedlungslastgänge (Viertelstundenmittelwerte) bei rein interner Regelung der BZA (ohne Lastoptimierung)

### Fall 2: Betrieb der BZA mit externer Regelung

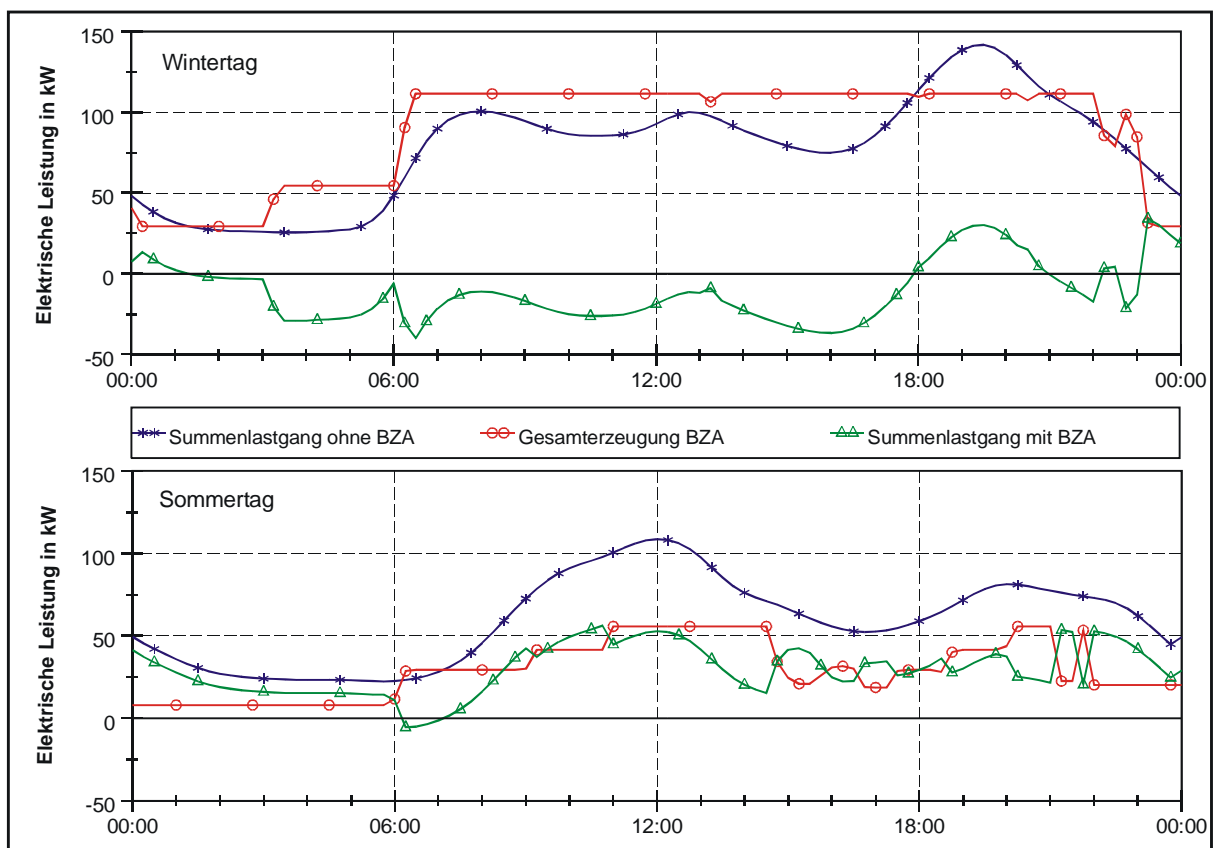
In Fall 2 ist der internen Regelung eine externe Regelung überlagert. Basierend auf dem Summenlastgang der Siedlung versucht diese Regelung die Brennstoffzellen so zu betreiben, dass eine Vergleichmäßigung des Siedlungslastgangs erreicht wird. Zur Beeinflussung der Betriebsweise wird dabei von der übergeordneten Regelung ein Signal an alle BZA geschickt, welches zwei Effekte hervorruft:

- Einschalten der BZA, unabhängig vom Ladezustand des Warmwasserspeichers: Hierdurch werden zusätzliche Anlagen in Betrieb genommen, die ohne Beeinflussung von außen erst nach Erreichen einer unteren Speichertemperatur wieder in Betrieb gegangen wären;
- Speichertemperaturerhöhung: Über diesen Parameter wird die zulässige Temperatur im Warmwasserspeicher um maximal 5 K angehoben, um die Laufzeit der BZA zu erhöhen. Diese Maßnahme wird ergriffen, wenn die Leistungsanforderung der Siedlung einen voreingestellten Wert (im betrachteten Fall 50 kW) übersteigt.

Begrenzt wird die Möglichkeit der externen Beeinflussung durch die maximale Speichertemperatur. Ist diese erreicht, so wird das externe Signal ignoriert.

In **Abbildung 4-8** sind die Siedlungslastgänge bzw. die Eigenerzeugung der BZA mit externer Regelung für einen typischen Sommer- und Wintertag dargestellt. Die Funktion des Nachtbetriebs bei rein interner Regelung übernimmt hier die externe Regelung, da bei niedrigem Stromverbrauch während der Nachtstunden automatisch die BZA-Leistung beschränkt wird. Die deutliche Abendspitze von über 50 kW im unregulierten Fall kann somit vermieden werden.

Im Sommer führt während der Mittagszeit die externe Regelung zu einer Steigerung der Erzeugungsleistung und damit zu einer Optimierung im Vergleich zur internen Regelung. In den Abendstunden kann im Vergleich zur internen Regelung nur eine Verschiebung der Abendspitze erzielt werden.



**Abbildung 4-8:** Siedlungslastgänge (Viertelstundenmittelwerte) mit externer Regelung der BZA

## 4.4 Ergebnisse

In **Tabelle 4-2** sind die wesentlichen Simulationsergebnisse zusammengefasst. Einige Informationen können aus anderen Größen berechnet werden (siehe Formeln in der zweiten Spalte) und sind nur der Vollständigkeit halber mit aufgelistet.

**Tabelle 4-2:** Simulationsergebnisse für die Referenzsiedlung

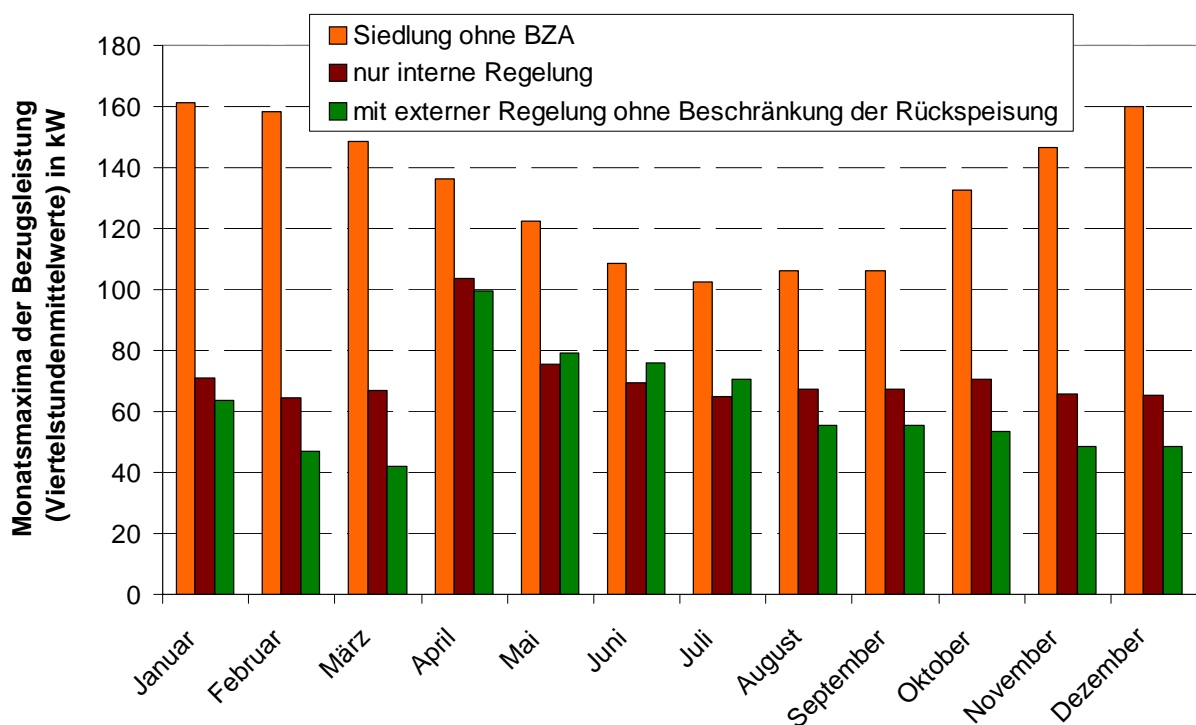
		Einheit	Fall 1: Interne Regelung	Fall 2: Externe Regelung
<b>Brennstoffzelle</b>				
Vollbenutzungsstunden	1	h/a	4.678	4.885
Elektrische Erzeugung	2	MWh/a	522	545
Thermische Erzeugung	3 = 4*8	MWh/a	887	928
Gasverbrauch	4	MWh/a	1.802	1.868
Elektrischer Deckungsgrad	5 = (2-13)/16	%	76,7	79,8
Thermischer Deckungsgrad	6 = 3/(17+18)	%	37,2	38,7
Elektrischer Teilnutzungsgrad	7 = 2/4	%	28,9	29,2
Thermischer Teilnutzungsgrad	8	%	49,2	49,7
Brennstoffausnutzung	9 = 7+8	%	78,1	78,9
<b>Zusatzbrenner</b>				
Thermische Erzeugung	10 = 17+18-3	MWh/a	1.498	1.465
Gasverbrauch	11 = 10/12	MWh/a	1.664	1.628
Thermischer Nutzungsgrad	12	%	90	90
<b>Stromnetz</b>				
Rückspeisung	13 = 2-16*5	MWh/a	70	75
Bezug	14 = 16-5*16	MWh/a	137	119
Saldo	15 = 14-13	MWh/a	67	44
<b>Siedlung</b>				
Elektrischer Bedarf	16	MWh/a	589	589
Thermischer Bedarf	17	MWh/a	2.279	2.279
Thermische Verluste	18	MWh/a	105	114
Gesamter Gasverbrauch	19 = 4+11	MWh/a	3.466	3.496

Zu erkennen ist, dass sich durch die externe Regelung die Auslastung der BZ erhöht (+4,4 %). Dies resultiert direkt aus der Regelstrategie, die eine Überhöhung der Speichertemperaturen zulässt. Gleichzeitig steigen auch die Verluste bei der Wärmeverteilung (+8,6 %). Die Auswirkungen auf den Zusatzbrenner sind äußerst

moderat (Energieerzeugung  $-2,2\%$ ), da sich die Effekte höhere Laufzeit der BZ und höherer Wärmeverbrauch teilweise ausgleichen. Eine deutliche Auswirkung der externen Regelung findet sich bei der Rückspeisung ins öffentliche Netz ( $+7,1\%$ ) sowie beim Bezug elektrischer Energie aus dem öffentlichen Netz ( $-13,1\%$ ).

Am gesamten Gasverbrauch der Siedlung ändert sich durch die veränderte Regelstrategie nur wenig ( $-0,9\%$ ), das Saldo aus Strombezug und Rückspeisung verändert sich jedoch deutlich ( $-34,3\%$ ).

Neben dieser Veränderung beim Saldo aus Bezug und Rückspeisung wirkt sich die externe Regelung wie beabsichtigt auf die Lastspitzen aus. **Abbildung 4-9** zeigt dies anhand der Monatsmaxima bei der Bezugsleistung.

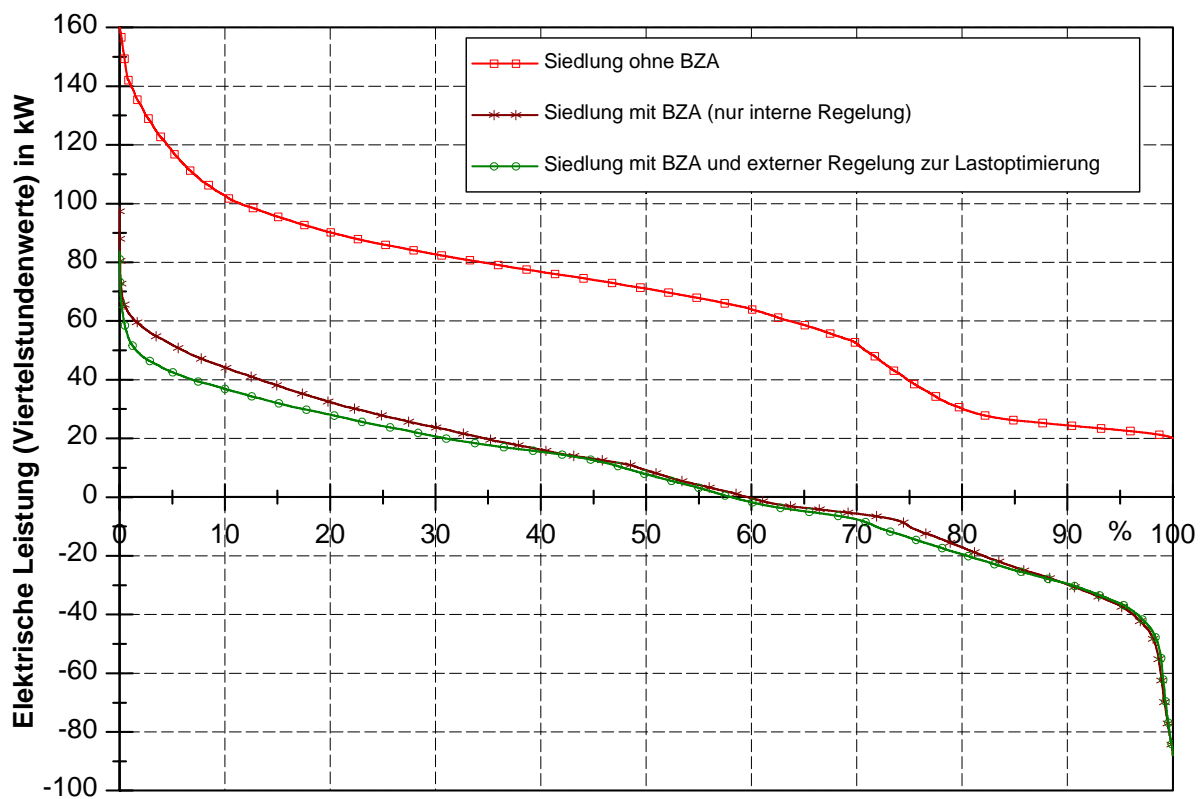


**Abbildung 4-9:** Monatsmaxima der Bezugsleistung (Viertelstundenmittelwerte) ohne BZA, mit interner Regelung und mit überlagerter externer Regelung zur Lastoptimierung

Zu erkennen ist, dass bei 100 %-iger Ausstattung der Gebäude in der Mustersiedlung auch ohne externe Regelung eine erhebliche Verringerung der Lastspitzen auf 40-60 % des Ausgangswertes erreicht werden kann. Durch die externe Regelung wird in den meisten Fällen eine weitere Lastoptimierung erreicht. Zu erkennen ist jedoch auch, dass in einigen Fällen (im betrachteten Fall in den Monaten Mai bis Juli) die Lastspitzen mit externer Regelung höher sind als bei rein interner Regelung. Dies ist zum einen auf das bewusst sehr einfach gehaltene Regelkonzept zurückzuführen, bei dem keine Rückmeldung der einzelnen BZA an die übergeordnete Regelung über ihren Status

(Ladezustand der Speicher, aktuelle Leistungsstufe usw.) erfolgt. Zum anderen stößt die Simulation bei der Betrachtung von Einzelwerten, wie z.B. Monatsmaxima an die Grenzen ihrer Leistungsfähigkeit, da zeitliche Verschiebungen des Wärmebedarfs innerhalb einzelner Gruppen nicht berücksichtigt werden. Im Vergleich zur Realität ergibt sich daher insbesondere in der Übergangszeit ein zu hoher Gleichzeitigkeitsgrad bei den Betriebsdaten der BZA.

Einen Überblick über die Ergebnisse der Simulation für ein ganzes Jahr enthält **Abbildung 4-10**, in der die Dauerlinien der Siedlungslastgänge mit und ohne BZA bzw. externe Regelung dargestellt sind. Zu erkennen ist, dass im Bereich hoher Leistungen (bis 40 % des Betrachtungszeitraums) die externe Regelung eine zum Teil deutliche Reduktion der Bezugsleistung bewirkt.



**Abbildung 4-10:** Dauerlinien der Bezugs- bzw. Rückspeiseleistung (Viertelstundenmittelwerte) ohne BZA, mit interner Regelung und mit überlagerter externer Regelung zur Lastoptimierung

Im Bereich niedriger verbleibender Bezugsleistungen zeigt die externe Regelung bestimmungsgemäß keinen Einfluss auf die Dauerlinie. Weitere Ergebnisse der Simulation sind der relativ hohe Zeitanteil, in dem aus der Siedlung ins öffentliche Netz zurückgespeist wird (40 %) sowie die hohen Rückspeiseleistungen bis 95 kW, die im betrachteten Fall die Maximalwerte der Bezugsleistungen überschreiten.

## 5 Vergleich des Virtuellen Kraftwerks mit getrennter Energieerzeugung

Im Rahmen dieses Kapitels werden verschiedene für eine energiewirtschaftliche und ökologische Beurteilung des Virtuellen Brennstoffzellen-Kraftwerks notwendigen Größen ermittelt und verglichen. Hierfür werden der Kumulierte Energieaufwand für den Betrieb (KEA, Definition siehe Anhang A) als Basis einer ganzheitlichen energetischen Bewertung sowie die Emissionen des Virtuellen Brennstoffzellen-Kraftwerks im Vergleich zu konventioneller Technologie untersucht.

### 5.1 Methodik und Randbedingungen

Im Folgenden werden die ermittelten primärenergetischen Aufwendungen und Emissionen des Virtuellen Kraftwerks mit denen konventioneller Technologie verglichen. Es erfolgt eine ganzheitliche energetische Bewertung der Nutzungsphase der Systeme mit folgenden Randbedingungen:

- Die Bewertung des Virtuellen Kraftwerks baut auf den Ergebnissen aus Kapitel 4.4 auf, in denen die Endenergieströme (Erdgas- und Stromverbrauch) bilanziert wurden. Weitere Hilfsstoffe für den Betrieb der BZA (z.B. Wasser für den Reformier, ZnO-Patronen für die Erdgasentschwefelung etc.) bleiben unberücksichtigt.
- In das öffentliche Netz eingespeister Strom wird mit Hilfe der Substitutionsmethode bewertet.
- Der Kumulierte Energieaufwand der Herstellungs- ( $KEA_H$ ) und der Entsorgungsphase ( $KEA_E$ ) werden im Folgenden vernachlässigt. Der hierdurch entstehende Fehler liegt nach den Ergebnissen in /HUT 00/ unter 2%.

#### 5.1.1 Basisdaten

In **Tabelle 5-1** werden die für die Bewertung der Bereitstellung von Strom und Erdgas zugrunde gelegten Basisdaten wiedergegeben. Die primärenergetischen Aufwendungen und Emissionen für das Jahr 2000 sind /FFE 02/ entnommen. Zusätzlich wurde der Primärenergieaufwand für die Bereitstellung von Strom in einem Zubaumix aus modernen GuD-Kraftwerken definiert, deren durchschnittlicher Nutzungsgrad 55 % beträgt /GEMIS 3.0/.

**Tabelle 5-1:** Spezifischer Primärenergieaufwand und Emissionen für die Bereitstellung einer Kilowattstunde Strom bzw. Erdgas in Deutschland frei Verbraucher

	Spez. Aufwand kWh/kWh	CO <sub>2</sub> g/kWh	CO g/kWh	CH <sub>4</sub> g/kWh	NMVOC g/kWh	NO <sub>x</sub> g/kWh	SO <sub>2</sub> g/kWh
<b>Bereitstellung frei Verbraucher</b>							
<b>Strommix 2000</b>	3,13	639	0,22	1,58	0,04	0,58	0,69
<b>Erdgas Industrie</b>	1,12	21,7	0,07	0,58	0,01	0,11	0,01
<b>Erdgas Haushalt</b>	1,13	21,9	0,07	1,08	0,02	0,11	0,01

Die Emissionswerte der Brennstoffzellen während der Nutzungsphase sind der Arbeit /HUT 00/ entnommen.

Folgende Emissionen werden für den ökologischen Vergleich der Energieversorgungsvarianten untersucht: Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Kohlenmonoxid (CO), Methan (CH<sub>4</sub>), nichtmethanhaltige flüchtige Kohlenwasserstoffe (NMVOC), Stickoxide (NO<sub>x</sub>) und Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>). Das Wirkungspotenzial dieser Schadstoffe auf die Biosphäre unterscheidet sich erheblich und ist zum Teil noch nicht vollständig erforscht. Kohlendioxid- und Methanemissionen sind aufgrund ihres Treibhauspotenzials global wirksame Schadstoffe. Flüchtige Kohlenwasserstoffe, Stickoxide und Kohlenmonoxid spielen eine Rolle bei der Bildung von Photooxidantien (z.B. bodennahes Ozon), die anderen untersuchten Schadstoffe haben vor allem lokale Auswirkungen.

### 5.1.2 Varianten des Systemvergleichs

Für die Beschreibung der konventionellen Referenzsysteme werden zwei unterschiedliche Szenariovarianten definiert, so dass die folgenden vier Versorgungsfälle miteinander verglichen werden:

#### **Virtuelles Kraftwerk mit interner Regelung (VK-IR)**

Das Virtuelle Kraftwerk wird entsprechend der Beschreibung in Kapitel 4.3 mit intern geregelten BZA betrieben. Die BZA übernehmen die Wärmebedarfsdeckung der Siedlungsgebäude und erzeugen insgesamt 88,6 % des jährlichen Strombedarfes der Siedlung. Der verbleibende Strombedarf wird aus dem öffentlichen Netz gedeckt, überschüssiger Strom aus den Brennstoffzellen wird zurückgespeist. Reststrombezug und Rückspeisung werden primärenergetisch mit dem Strommix Deutschlands 2000 (siehe Tabelle 5-1) bewertet.

### Virtuelles Kraftwerk mit externer Regelung (VK-ER)

In dieser Versorgungsvariante wird das Virtuelle Kraftwerk über die in Kapitel 4.3 beschriebene externe Regelung betrieben. Die externe Regelung optimiert die Betriebsweise der Brennstoffzellenanlagen im Hinblick auf eine Vergleichmäßigung des elektrischen Siedlungslastgangs. Reststrombezug und elektrische Rückspeisung aus der Siedlung werden in dieser Versorgungsvariante primärenergetisch ebenfalls mit dem Strommix Deutschlands 2000 bewertet.

### Konventionelle Technologie – Strommix 2000 (KT-2000)

Diese Versorgungsvariante beschreibt die heute übliche Form der Hausenergieversorgung. Wärmeseitig sind Erdgaskessel mit unterschiedlichem Technikstand und Alter verbaut. In Anlehnung an die Kesselstatistik 2000, einschlägige Richtlinien und eigene Messungen ist in **Tabelle 5-2** die Zusammensetzung der konventionellen Wärmeerzeuger in den Siedlungsgebäuden dargestellt /BVS 01, VDI 2067, MÜHL 01/. Aus dieser Verteilung und unter Berücksichtigung der kombinierten Heizwärme- und Warmwasserbereitstellung errechnet sich ein durchschnittlicher Nutzungsgrad der Wärmeerzeuger in der Referenzsiedlung von 77,6 %.

**Tabelle 5-2:** Daten der konventionellen Wärmeerzeuger in der Referenzsiedlung /FFE 97-02, VDI 2067/

Referenzgebäude	Wärmeerzeuger	Nennleistung	Jahresnutzungsgrad
Einfamilienhaus unsaniert	Standard-Erdgaskessel	20 kW	72,0 %
Einfamilienhaus saniert	Brennwertkessel	12 kW	95,8 %
Mehrfamilienhaus	NT-Erdgaskessel	75 kW	78,0 %
<b>Siedlung gesamt</b>			<b>77,6 %</b>

Der Strombezug erfolgt über das öffentliche Netz und wird primärenergetisch mit dem Strommix Deutschlands 2000 (siehe Tabelle 5-1) bewertet.

### Brennwerttechnik und GuD-Kraftwerke (BWT-GuD)

Die Wärmeerzeugung erfolgt in dieser Variante durch den Einsatz von hocheffizienter Erdgas-Brennwerttechnik in allen Referenzgebäuden. Der durchschnittliche Jahresnutzungsgrad dieser Wärmeerzeuger wird nach /MÜHL 01/ zu 95,8 % angesetzt.

Für die Stromversorgung der Siedlungsgebäude wird hier für die primärenergetische Bewertung ein „Zubaumix“ deutscher Kraftwerke angesetzt. Der Zubaumix wird über die durchschnittlichen Nutzungsgrade moderner GuD-Kraftwerke von 55 % definiert /GEMIS 3.0/. An dieser Stelle sei grundsätzlich darauf hingewiesen, dass ein Virtuelles Kraftwerk zur Siedlungsversorgung mit einem GuD-Kraftwerk (Kondensationsstromer-

zeugung, typische elektrische Nennleistung mehrere 100 MW) nur sehr bedingt vergleichbar sind.

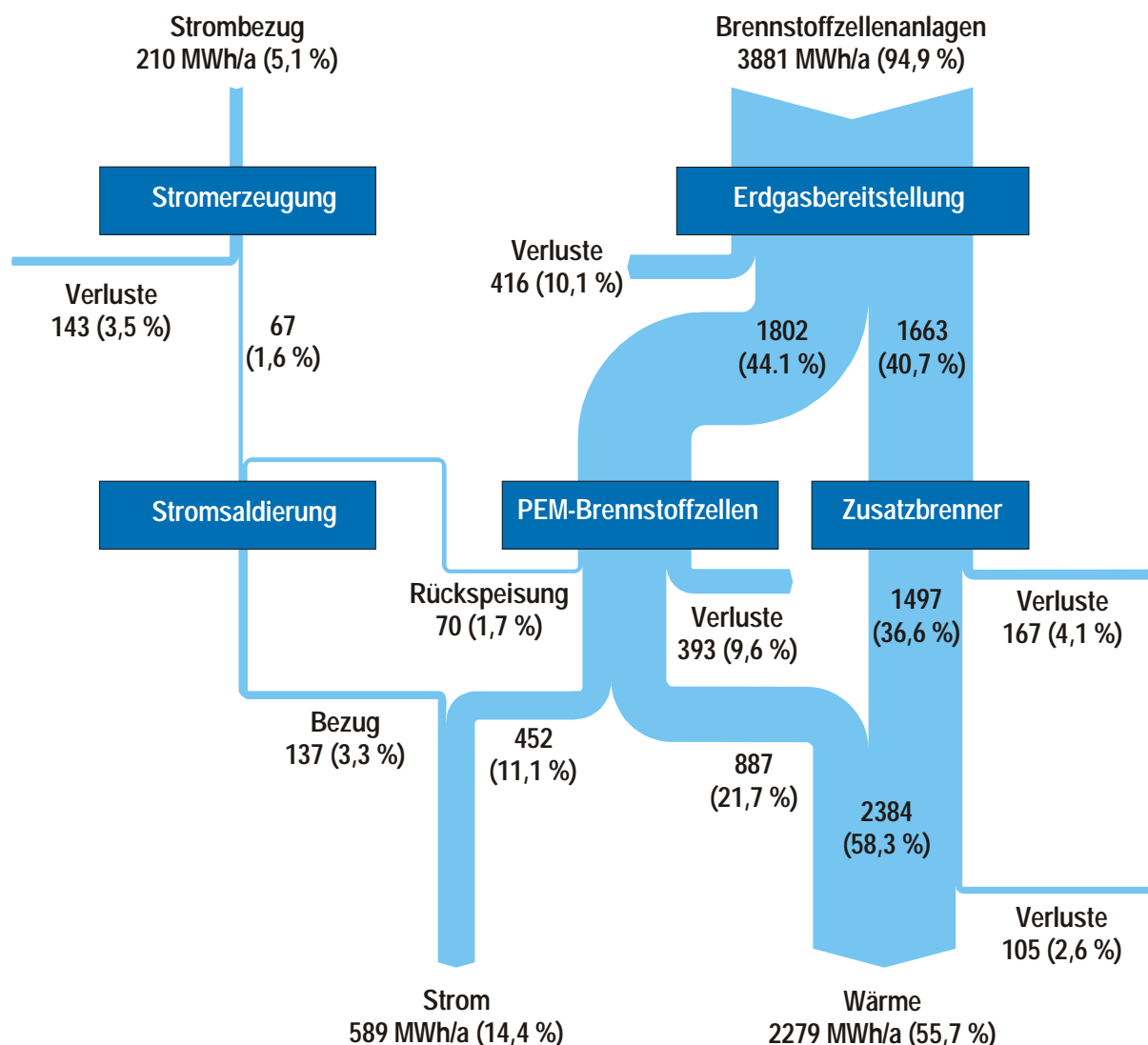
## 5.2 Primärenergetischer Vergleich

Der primärenergetische Vergleich des Virtuellen Brennstoffzellen-Kraftwerks mit der konventionellen Strom- und Wärmeversorgung wird in Form von Energieflussbildern (Sankey-Diagrammen) veranschaulicht. Jeder Pfeilanzug entspricht dem Primärenergieaufwand ( $KEA_N$ ). Bereitstellungs-, Umwandlungs- und Verteilungsverluste sind als seitlich abgehende Pfeile dargestellt. Der Wärmebedarf der Referenzsiedlung bzw. die durch das Kraftwerk erzeugte Strommenge als Zielprodukte sind durch die nach unten gerichteten Pfeile gekennzeichnet. Betrachtungszeitraum ist ein Jahr, wobei sich der kumulierte Energieaufwand auf die Nutzungsphase der Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen bezieht.

In **Abbildung 5-1** ist das Energieflussbild zur Beschreibung des Virtuellen Brennstoffzellen-Kraftwerks mit interner Anlagenregelung (VK-IR) dargestellt.

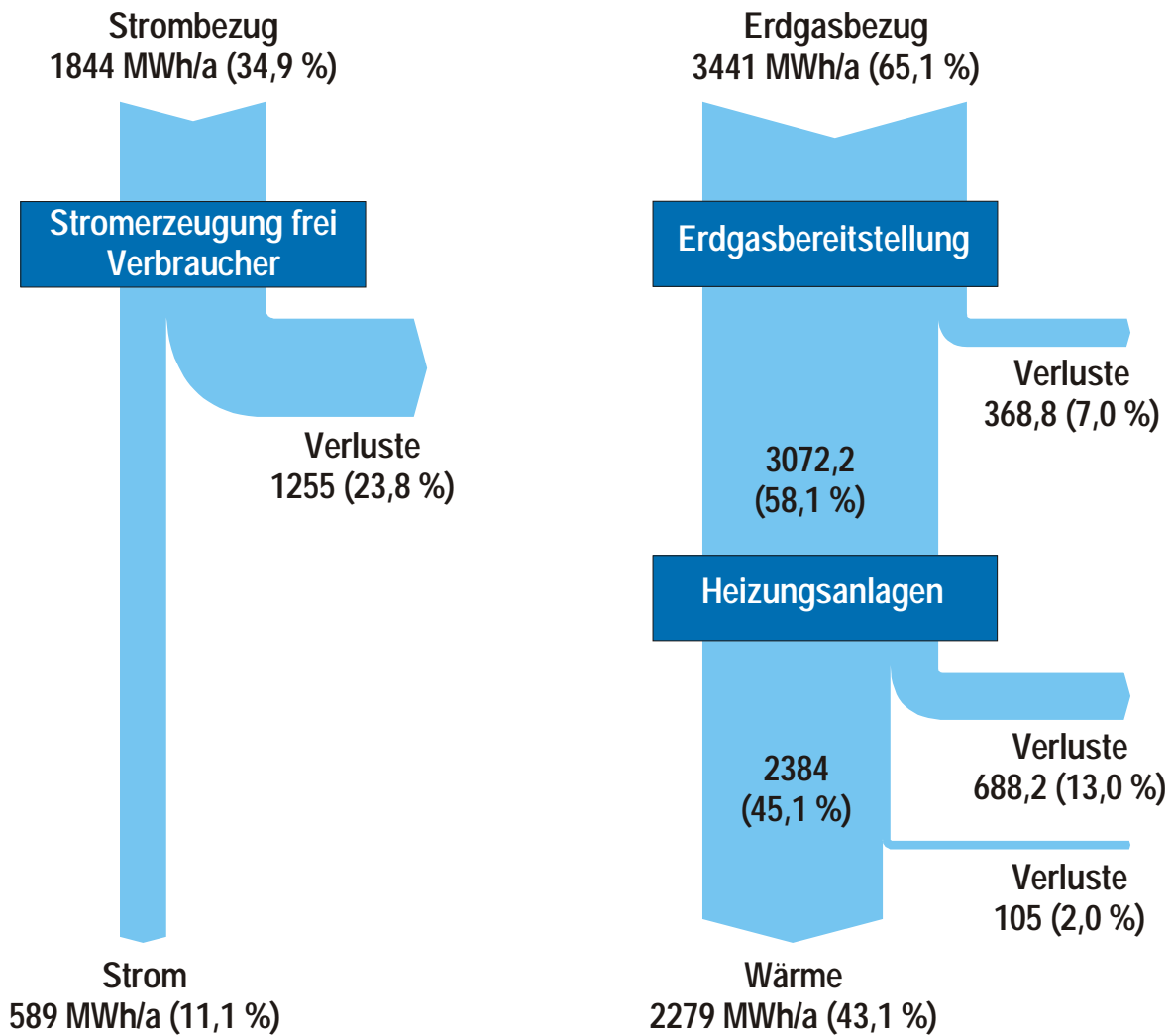
Der  $KEA_N$  der Hausenergieversorgung durch das VK-IR ergibt sich zu 4.091 MWh/a. Die Stromversorgung der Siedlung erfolgt mit einem elektrischen Deckungsgrad von ca. 77 % durch die Brennstoffzellen (siehe Tabelle 4-2). Der Strombedarf, der nicht durch die Brennstoffzellen gedeckt werden kann, wird aus dem öffentlichen Netz bezogen.

Rund 95 % des jährlichen Primärenergieaufwandes werden für die Strom- und Wärmeversorgung durch das Virtuelle Kraftwerk benötigt, nur noch ca. 5 % für die Strombereitstellung aus dem öffentlichen Netz, wobei 67 MWh/a bereits als Saldo aus Bezug und Rückspeisung errechnet werden. Bezogen auf den gesamten jährlichen Primärenergieaufwand der Siedlungsversorgung entstehen insgesamt Verluste in Höhe von 29,9 %.



**Abbildung 5-1:** Energieflussbild zur Strom- und Wärmeerzeugung durch das Virtuelle Kraftwerk (VK-IR)

Die Versorgungsvariante des Virtuellen Brennstoffzellen-Kraftwerks mit externer Regelung (Beschreibung siehe Kapitel 4.3) wird wegen der geringen Unterschiede zum VK-IR nicht gesondert dargestellt. Hier liegt der Primärenergieeinsatz bei 4.053 MWh/a. Zwar ist der Erdgasbezug bei der Variante VK-ER höher als bei VK-IR, jedoch ist durch den höheren elektrischen Deckungsgrad des VK-ER der Bezug von elektrischer Energie aus dem öffentlichen Netz um 13,1 % geringer. Die elektrische Energie ist primärenergetisch mit dem Strommix Deutschlands 2000 bewertet.

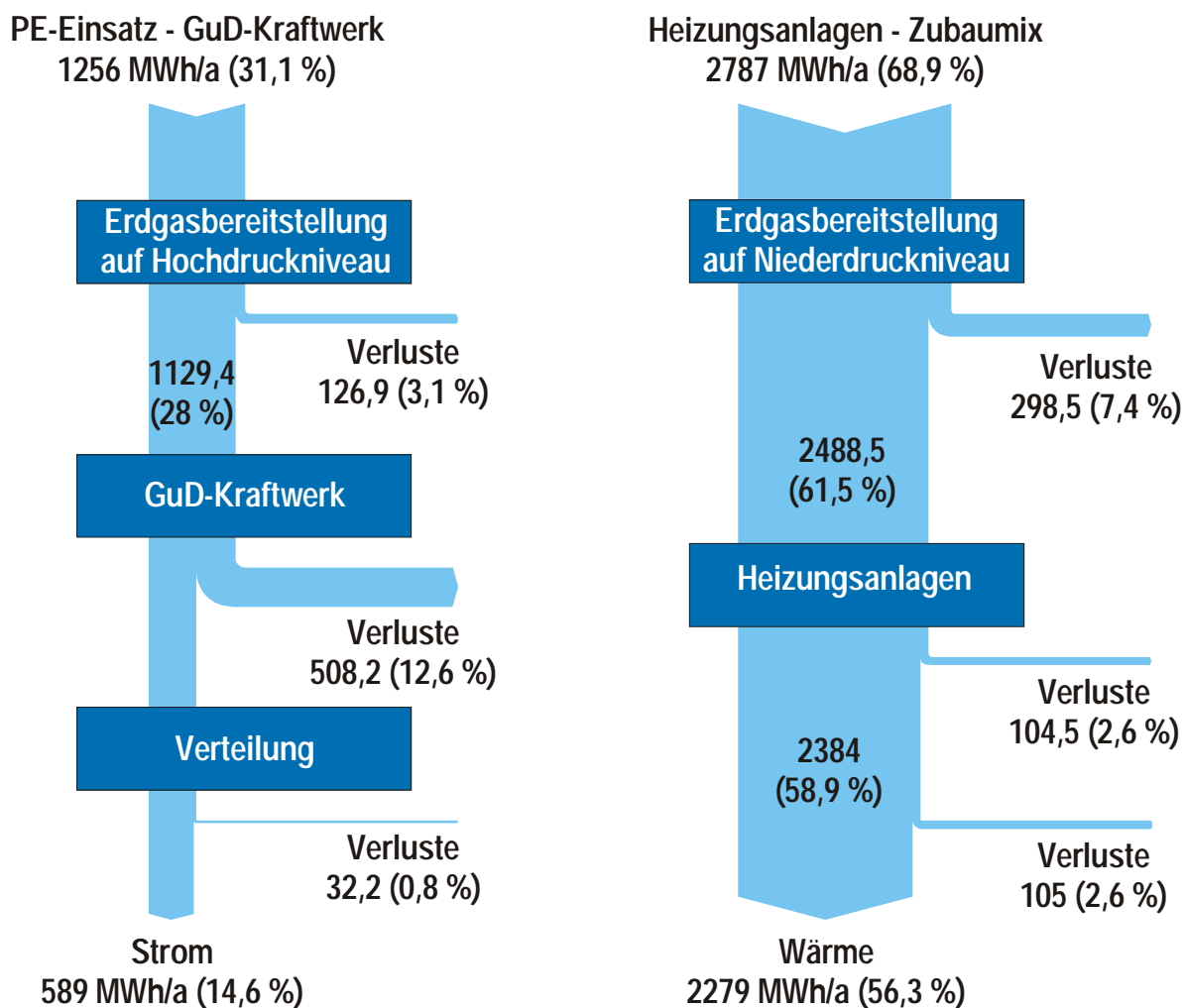


**Abbildung 5-2:** Energieflussbild zur konventionellen Siedlungsversorgung (KT-2000)

**Abbildung 5-2** zeigt das Energieflussbild der Variante KT-2000 mit konventioneller Siedlungsversorgung. Diese ist, wie im letzten Abschnitt erwähnt, wärmeseitig durch die in Tabelle 5-2 aufgelisteten Wärmeerzeuger mit einem resultierenden Siedlungsnutzungsgrad von 77,6 % charakterisiert. Der elektrische Energiebedarf wird vollständig durch das öffentliche Netz mit dem Strommix 2000 gedeckt (siehe Tabelle 5-1).

Der jährliche Primärenergieaufwand der konventionellen Siedlungsversorgung beträgt 5.285 MWh/a, wovon 65,1 % für die Wärmeversorgung und 34,9 % für die Strombereitstellung benötigt werden. Bezogen auf den jährlichen Primärenergieaufwand der Siedlungsversorgung entstehen durch die Strombereitstellung Verluste in Höhe von 23,8 %. Bei der Wärmeversorgung summieren sich die Verluste auf 22 %.

Betrachtet man die Energieversorgung mit Brennstoffzellen in einem Virtuellen Kraftwerk als mögliche mittelfristige Option, so ist ein Vergleich mit „zukünftiger konventioneller“ Technologie sinnvoll, die aus Gas-Brennwertgeräten für die Wärmeversorgung und zentralen GuD-Kraftwerken für die Stromversorgung besteht.



**Abbildung 5-3:** Energieflussbild zur Siedlungsversorgung per Zubaumix aus GuD-Kraftwerk und Brennwerttechnik (BWT-GuD)

In **Abbildung 5-3** ist das Energieflussbild für die Siedlungsversorgung mit einem Zubau von GuD-Kraftwerken und der ausschließlichen Nutzung von Gas-Brennwertgeräten zur Wärmeerzeugung dargestellt (BWT-GuD). Bezogen auf den jährlichen Primärenergieaufwand der gesamten Siedlung werden 31,1 % für die Strombereitstellung, bei der Verluste in Höhe von 16,5 % entstehen, und 68,9 % für die Wärmeversorgung aufgewendet. Bei der Wärmeversorgung summieren sich die Verluste auf 12,6 %. Die **Tabelle 5-3** zeigt alle für den Vergleich der vier betrachteten Varianten relevanten Ergebnisse im Überblick.

**Tabelle 5-3:** Primärenergieverbrauch der vier Versorgungsvarianten

	Einheit	Fall 1: VK-IR	Fall 2: VK-ER	Fall 3: KT-2000	Fall 4: BWT-GuD
<b>Siedlung</b>					
Elektrischer Bedarf	MWh/a	589			
Thermischer Bedarf	MWh/a	2.279			
Thermische Verluste <sup>1</sup>	MWh/a	105	114	105	
<b>Primärenergieverbrauch</b>					
für Gasbezug	MWh/a	3.881	3.915	3.441	2.787
für Strombezug	MWh/a	210	138	1.844	1.256
Gesamt	MWh/a	4.091	4.053	5.285	4.043

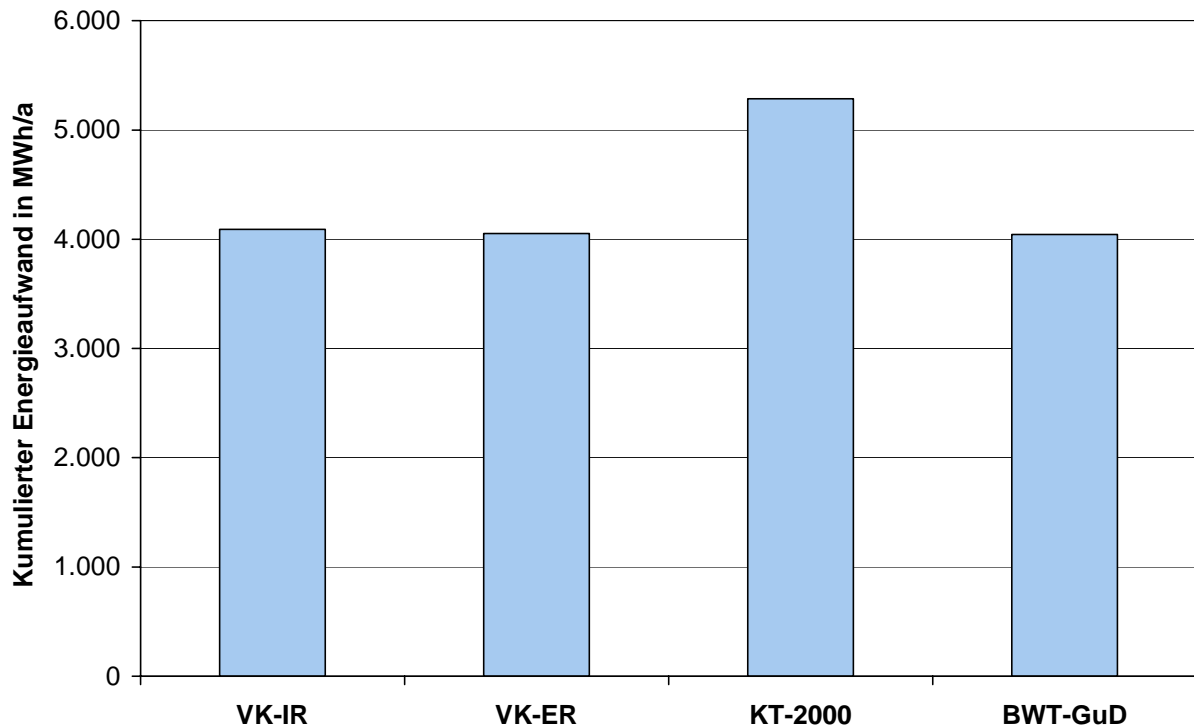
<sup>1</sup> für Verteilung und Speicherung

Bei der Versorgungsvariante des Virtuellen Brennstoffzellen-Kraftwerks mit externer Regelung liegt der Primärenergieeinsatz bei 4.053 MWh/a und ist damit im Vergleich zur Variante VK-IR mit 4.091 MWh/a um 0,9 % geringer. Zwar ist der Erdgasbezug bei der Variante VK-ER höher als bei VK-IR, jedoch ist durch den höheren elektrischen Deckungsgrad des VK-ER der Bezug elektrischer Energie aus dem öffentlichen Netz um 13,1 % geringer, was insgesamt zu einer Primärenergieeinsparung führt.

Der jährliche Primärenergieaufwand der konventionellen Siedlungsversorgung (KT-2000) beträgt 5.285 MWh/a und stellt damit die energetisch schlechteste der vier betrachteten Versorgungsvarianten dar. Die Primärenergieeinsparung des VK-ER im Vergleich zur Variante KT-2000 beläuft sich auf 23,3 %.

Der Primärenergieaufwand für Variante BWT-GuD ist nahezu identisch mit beiden Brennstoffzellenvarianten und liegt um 23,5 % unter der Variante KT-2000.

In **Abbildung 5-4** ist der Primärenergieaufwand der vier Versorgungsvarianten vergleichend dargestellt. Er entspricht dem oben definierten Kumulierten Energieaufwand während der Nutzungsphase. Der KEA für Herstellung und Entsorgung wurde aus den o. g. Gründen nicht berücksichtigt



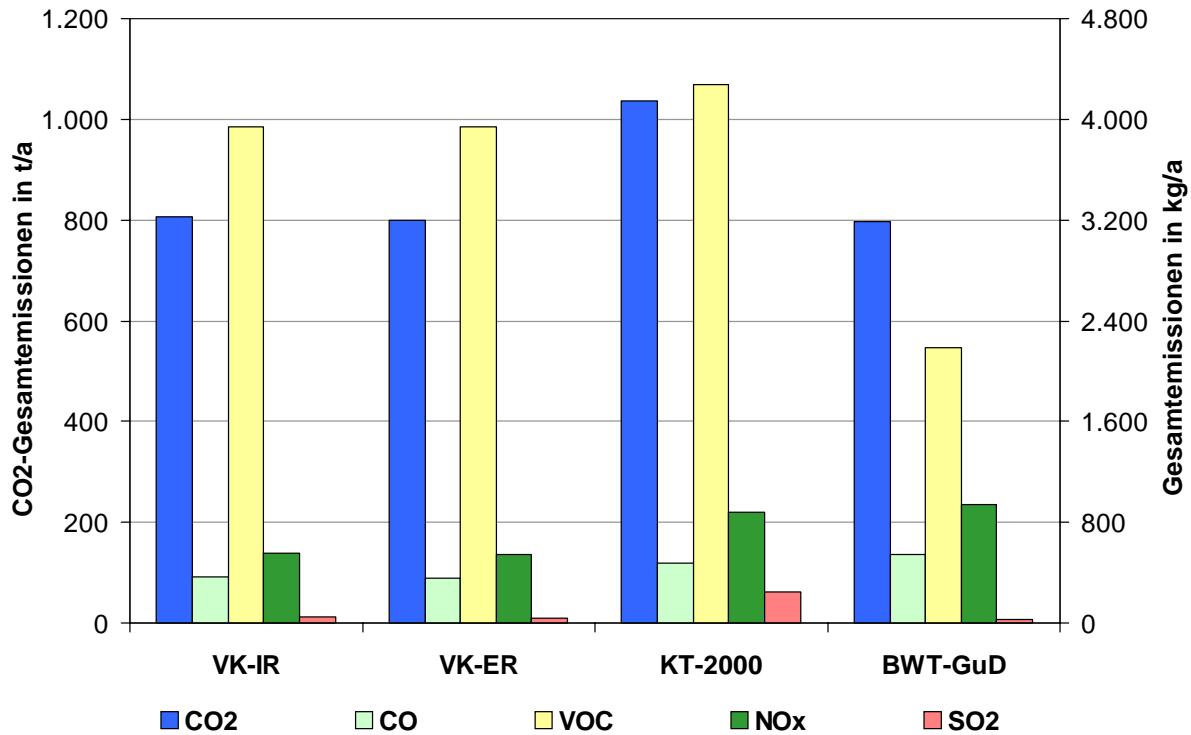
**Abbildung 5-4:** Kumulierter Energieaufwand für die Nutzungsphasen der Versorgungsvarianten

### 5.3 Emissionen

Die Gesamtemissionen der vier Varianten im Betrieb ergeben sich aus den vorgelagerten Energiebereitstellungsketten für Strom und Erdgas und den Energieumwandlungsprozessen in Brennstoffzellen und Heizungskesseln.

Die Emissionsfaktoren bei der Verbrennung von Erdgas in Niedertemperatur- und Brennwertkesseln sind /IKAR 99/ entnommen, die Faktoren für das GuD-Kraftwerk entstammen /GEMIS 3.0/.

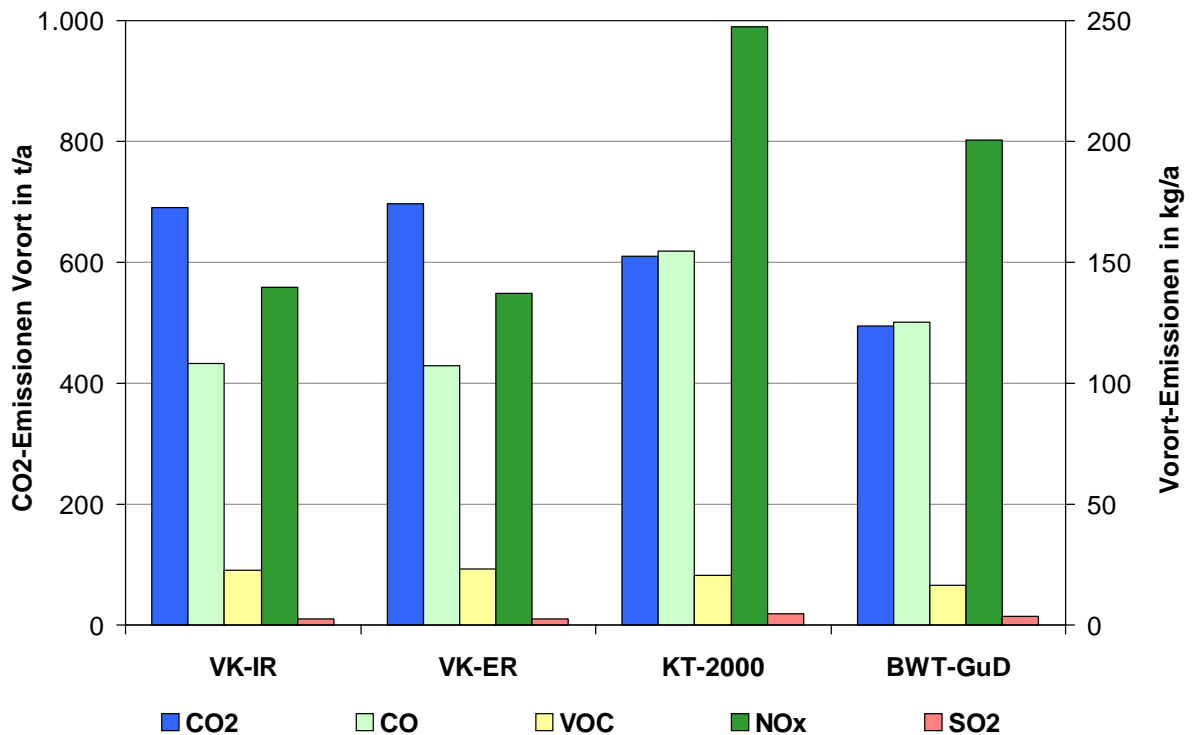
Bei Brennstoffzellenanlagen entstehen Schadstoffemissionen im Wesentlichen durch die Reformierung des Erdgases. Als Grundlage für die Emissionen der Brennstoffzellenanlagen dienen Messungen (z.B. /VDI 1383/), die an einer PAFC PC 25A bei Volllast erfolgten. Diese Basis berücksichtigt nicht das Verhalten bei Teillast, Anfahr- und Abschaltvorgängen. Nach /VDI 1383/ sind jedoch bei Teillast die spezifischen Emissionen von NO<sub>x</sub> unverändert sowie die für Kohlenmonoxid und Kohlenwasserstoffe etwas geringer. Die Emissionsfaktoren werden aus den oben erwähnten Emissionsmessungen der PAFC übernommen. Diese Vorgehensweise lässt sich mit dem ähnlichen Systemaufbau, vor allem der Erdgasreformierung, von PEMFC und PAFC begründen.



**Abbildung 5-5:** Ausgewählte Gesamtemissionen der vier Versorgungsvarianten

Der Emissionsvergleich der vier Versorgungsvarianten in **Abbildung 5-5** zeigt bei den Kohlendioxid- und flüchtigen Kohlenwasserstoffemissionen (VOC) einen zum jeweiligen Primärenergieverbrauch der Versorgungsvariante (siehe Abbildung 5-4) proportionalen Ausstoß. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Varianten VK-IR, VK-ER und BWT-GuD liegen bei ca. 800 t/a und sind damit um durchschnittlich 22,8 % geringer als bei der Variante KT-2000.

Die Kohlenmonoxid- und Stickoxidemissionen der Brennstoffzellenvarianten unterschreiten die Werte der Referenzvarianten um bis zu 44 % (NO<sub>x</sub>-Emission von BWT-GuD gegenüber VK-ER). Generell gilt, dass bei allen vier Versorgungsvarianten der Hauptanteil der Emissionen aus den vorgelagerten Ketten der Erdgas- und Strombereitstellung stammt.



**Abbildung 5-6:** Ausgewählte Vorort-Emissionen der vier Versorgungsvarianten

Durch eine Dezentralisierung der Energieversorgung und der damit verbundenen Verlagerung eines Teils der Emissionen in die Siedlung entsteht prinzipiell eine höhere Emissionsbelastung Vorort. **Abbildung 5-6** stellt die Vorort-Emissionen der vier Versorgungsvarianten dar. Zu erkennen ist, dass sich die Vorort-Emissionen von Stickstoffoxid und Schwefeldioxid (photochemischer Smog, saurer Regen) bei den Brennstoffzellenvarianten gegenüber den konventionellen Technologien dennoch auf einem deutlich niedrigeren Niveau befinden.

## 6 Ausblick

Hauptbestandteil dieser Studie war die technische und energiewirtschaftliche Bewertung eines Virtuellen Kraftwerks bestehend aus einer großen Anzahl kleiner, dezentraler Brennstoffzellensysteme zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme für die Hausenergieversorgung.

Als nächster Schritt wäre nun eine ökonomische Bewertung des Virtuellen Kraftwerks durchzuführen, welche die zu erwartenden Systempreise für Brennstoffzellenanlagen sowie die möglichen Kosteneinsparungen auf der Netzseite durch den Energieversorger berücksichtigt. Daraus wird deutlich, dass die Wirtschaftlichkeitsanalyse sehr stark vom Betreibermodell (Privatbetreiber, EVU oder Hersteller als Contractor) abhängen wird.

Das in der vorliegenden Studie verwendete Modell einer charakteristischen Siedlung bildet nur den Anwendungsfall des nichtgewerblichen Haushaltssektors ab. Andere Verbraucherstrukturen und Energieerzeugungsanlagen sind darin nicht berücksichtigt. Eine Erweiterung der rechnergestützten Simulation in folgende Richtungen wäre möglich und wichtig:

- Berücksichtigung von gewerblichen und industriellen Verbrauchsstrukturen zur Modellierung von Spannungsnetzen mit einer gemischten Nutzung aus Haushalten, Gewerbe und Industrie.
- Vergrößerung des Leistungsbereichs der Brennstoffzellenanlagen auf Werte von mehreren 100 kW<sub>el</sub>.
- Integration anderer Energieerzeugungsanlagen, wie z.B. Windenergieanlagen, Photovoltaik und Wasserkraft, in Virtuelle Kraftwerke.
- Rückwirkungen dezentraler Stromerzeugung auf konventionelle Kraftwerke.

## 7 Literatur

- ANGL 00 Angloher, J.; Dreier, Th.: Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung – Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft (Teil 1), Wasserstoff-Initiative Bayern, München, 2000
- ASUE 01 ASUE – Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: Mikro-KWK, Veröffentlichung, Kaiserslautern, 2001
- BAY 01 Website von Bayerngas unter <http://www.bayerngas.de/erdgas/inhalt/nachrichten/klima.htm>, 30.10.2001
- BIT 01 Bitsch, R.: Von der dezentralen Erzeugung zum Virtuellen Kraftwerk, Beitrag zur Konferenz Virtuelle Energiewelt, Düsseldorf, 2001
- BLES 01 Blesing, A.: Mikrogasturbinen – Eine neue Technik zur dezentralen Energieversorgung, Gaswärme International, 2001, Heft 50, Seite 104-106
- BVS 01 Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks - Zentralinnungsverband (ZIV): Altersstruktur von Feuerungsanlagen für die Bundesrepublik Deutschland 2000, Sankt Augustin, 2001
- EVA 01 Website der Energieverwertungsagentur unter <http://www.ewa.wsr.ac.at/projekte/decent.htm#h2>, 30.10.2001
- FFE 02 Datenaktualisierung der ganzheitlichen Bilanzierung der Energiebereitstellung an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 2002
- FFE 97-02 Verschiedene Autoren: FfE-interne Unterlagen und unveröffentlichte Studien, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 1997-2002
- FREY 94 Frey, K.; Haas, J.; Könighofer, K.: Handbuch für Energieberater, Joanneum Research, Institut für Energieforschung, Graz, 1994
- FÜNF 99 Fünfgeld, C.: Repräsentative Lastprofile, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 1999
- FVV 98 Forschungsvereinigung Verbrennungsmaschinen e.V.: Brennstoffzellen-Studie – ganzheitliche Systemuntersuchung zur Energiewandlung durch Brennstoffzellen, Heft 657, Frankfurt a.M., 1998
- GANG 01 Kontakt per E-Mail mit J. Gang, RWE Net, am 18.09.2001
- GASS 97 Gaßner, M.: Messung Trafostationen Auswertung, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 1997
- GEMIS 3.0 Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke: VDEW-GEMIS Stammdatensatz 3.0 unter <http://www.vdew.de>, 15.12.2001
- HAG 99 Hagmann, W.: Internet aus der Steckdose, Veröffentlichung der X5 GmbH, Suhr, 1999

- HEN 01 Henle, M.: Integration Virtueller Kraftwerke in bestehende Kraftwerkparcs, Beitrag zur Konferenz Virtuelle Energiewelt, Düsseldorf, 2001
- HEU 01 Website der Gemeinde Heuersdorf unter <http://www.heuersdorf.com/Virtuel.html>, 28.08.2001
- HUT 00 Hutter, C.; Krammer, Th.: Stationäre Anwendung von Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung – Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft (Teil 2), Wasserstoff-Initiative Bayern, München, 2000
- IKAR 99 IKARUS - Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien. Datenbank Version 2.1, Karlsruhe, 1999
- KLEE 00 Kleemann, M.; Heckler, R.; Kolb, G.; Hille, M.: Die Entwicklung des Energiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Gebäuden – Materialien; Bremer Energie Institut, Bremen, 2000
- KORD 96 Kordes, K.; Simader, G.: Fuel Cells and their Applications, VCH Verlagsgesellschaft Weinheim, 1996
- KRA 01 Krammer, Th.: Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung – Entwicklung von Instrumentarien zur Potenzialanalyse, Dissertation, München, 2001
- LEDJ 95 Ledjeff, K.: Brennstoffzellen: Entwicklung, Technologie, Anwendung, C.F. Müller Verlag, Heidelberg, 1995
- MÜHL 01 Mühlbacher, H.: Untersuchungen und Berechnungen zu den ISOTEG-Teilprojekten „Energieverbrauch und Emissionen von zentralen Wärmeerzeugern“ und „Vergleich zentraler und dezentraler Warmwasserbereitung“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 2001
- ROTH 01 Kontakt per E-Mail und Telefon mit M. Roth, ONELINE Technologies, am 03.09.2001
- SCHA 01 Schaefer, H.: Vorschlag für die VDI-Richtlinie 4608, München, 2001
- SCHA 94 Schaefer, H.: VDI-Lexikon Energietechnik; VDI-Verlag, Düsseldorf, 1994
- SCHM 96 Schmitz, K. W.; Koch, G.: Kraft-Wärme-Kopplung - Anlagenauswahl, Dimensionierung, Wirtschaftlichkeit, Emissionsbilanz, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1996
- SCHO 96 Scholz, C.: Virtuelle Unternehmen. Organisatorische Revolution mit strategischer Implikation, m&c - Management&Computer, 4.Jhrg., 1996, Heft 1, Seite 27-34
- SCHU 01 Schubert, F.: Website der Fachhochschule Hamburg unter [http://users.etech.fh-hamburg.de/users/schubert/forschung\\_rt.html](http://users.etech.fh-hamburg.de/users/schubert/forschung_rt.html), 28.08.2001
- TAB 00 Oertel, D.; Fleischer, T.: Endbericht des TA-Projekts Brennstoffzellen-Technologie, Büro für Technikfolgen-Abschätzungen beim Deutschen Bundestag, Arbeitsbericht Nr. 67, Berlin, 2000
- TXU 01 Website der TXU Europe unter <http://www.txu.de>, 28.08.2001

- UBA 01 Website vom Umweltbundesamt unter <http://www.umweltbundesamt.de>, 25.10.2001
- VAI 01 Website von Vaillant unter <http://www.vaillant.com>, 22.10.2001
- VDEW 85 Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW: Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke mbH – VDEW, Frankfurt/Main, 1985
- VDI 1383 VDI-Bericht 1383: Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen 1998, Stand und Perspektiven, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1998
- VDI 1383 VDI-Bericht 1383: Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen 1998, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1998
- VDI 1596 VDI-Bericht 1596: Stationäre Brennstoffzellenanlagen - Markteinführung, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2001
- VDI 2067 VDI-Richtlinie 2067, Blatt 1: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen – Betriebstechnische und wirtschaftliche Grundlagen, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1983
- VDI 4600 VDI-Richtlinie 4600: Kumulierter Energieaufwand - Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1997
- VEW 01 Informationsschrift der Euroforum-Konferenz "Virtuelle Energiewelt" am 28.-29.08.2001 in Düsseldorf
- WAG 96 Wagner, U.; Geiger, B.; Reiner, K.: Untersuchung von Prozessketten einer Wasserstoff-Energiewirtschaft, IfE-Schriftenreihe, Heft 34, Energie und Management Verlag, Herrsching, 1996
- WAG 99 Wagner, U.: Anwendungsperspektiven für Brennstoffzellen, gwf-Zeitschrift, Heft 7/99, 140. Jahrgang, Oldenbourg Verlag, München, 1999
- WAKÖ 97 Wagner, H.-J., König, S.: Brennstoffzellen: Funktion, Entwicklungsstand, künftige Einsatzgebiete Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 96 (1997), Heft 1/2, Seite 15-22

## 8 Anhang

### A Definition des Kumulierten Energieaufwandes

Die Definitionen zum Kumulierten Energieaufwand entsprechen der VDI-Richtlinie 4600 „Kumulierter Energieaufwand - Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden“ /VDI 4600/.

#### Kumulierter Energieaufwand (KEA)

Der KEA gibt die Gesamtheit des primärenergetisch bewerteten Aufwandes an, der im Zusammenhang mit der Herstellung, Nutzung und Beseitigung eines ökonomischen Gutes (Produkt oder Dienstleistung) entsteht bzw. diesem ursächlich zugewiesen werden kann. Dieser Energieaufwand stellt die Summe der Kumulierten Energieaufwendungen für die Herstellung ( $KEA_H$ ), die Nutzung ( $KEA_N$ ) und die Entsorgung ( $KEA_E$ ) des ökonomischen Gutes dar, wobei für diese Teilsummen anzugeben ist, welche Vor- und Nebenstufen mit einbezogen sind.

$$KEA = KEA_H + KEA_N + KEA_E \quad (\text{Gleichung 8-1})$$

#### Kumulierter Energieaufwand zur Herstellung ( $KEA_H$ )

$KEA_H$  wird die Summe der primärenergetisch bewerteten Energieaufwendungen genannt, die sich bei der Herstellung selbst sowie bei der Gewinnung, Verarbeitung, Herstellung und Entsorgung der Fertigungs-, Hilfs- und Betriebsstoffe und Betriebsmittel einschließlich der Transportaufwendungen für einen Gegenstand oder eine Dienstleistung ergeben.

#### Kumulierter Energieaufwand für die Nutzung ( $KEA_N$ )

$KEA_N$  wird die Summe der primärenergetisch bewerteten Energieaufwendungen genannt, die sich für den Betrieb oder die Nutzung eines Gegenstandes oder einer Dienstleistung ergeben. Diese Summe beinhaltet neben dem Betriebsenergieverbrauch den KEA für die Herstellung und Entsorgung von Ersatzteilen, von Hilfs- und Betriebsstoffen sowie von Betriebsmitteln, die für Betrieb und Wartung erforderlich sind. Die zugrunde gelegten Betriebs- und Nutzungszeiten sind stets anzugeben. Der Energieaufwand für Transporte ist mit einzuschließen.

#### Kumulierter Energieaufwand für die Entsorgung ( $KEA_E$ )

$KEA_E$  wird die Summe der primärenergetisch bewerteten Energieaufwendungen genannt, die sich bei der Entsorgung eines Gegenstandes oder Teilen des Gegenstandes, d.h. dem endgültigen Ausschleusen aus dem Nutzungskreislauf, ergeben. Diese Summe beinhaltet neben dem Energieaufwand für die Entsorgung selbst den KEA für die

Herstellung und Entsorgung von Hilfs- und Betriebsstoffen sowie von Betriebsmitteln, die für die Entsorgung erforderlich sind. Der Energieaufwand für Transporte ist hier ebenfalls zu bilanzieren.

## **B Zusammensetzung der charakteristischen Siedlung**

Die Zusammensetzung der charakteristischen Siedlung orientiert sich am für das Jahr 2005 prognostizierten Verhältnis von Ein- und Mehrfamilienhäusern in Deutschland. Dabei sind alle Gebäude mit 1 und 2 Wohneinheiten zur Gruppe EFH, alle Gebäude mit mehr als 2 Wohneinheiten zur Gruppe MFH zusammengefasst.

In den **Tabellen B-1** und **B-2** sind die Wohnflächenbestände in 2005 ohne Berücksichtigung des Zubaus seit 1996 getrennt für die alten und neuen Bundesländer aufgeführt. Mit dem Zubau der Jahre 1996-2005 für Gesamtdeutschland aus **Tabelle B-3** lässt sich der Gebäudebestand in 2005 für Gesamtdeutschland prognostizieren, der in **Tabelle B-4** dargestellt ist. In der Tabelle B-4 ist das Verhältnis von EFH zu MFH von 89,3 zu 10,7 % angegeben. Die in den Tabellen B-1 bis B-3 enthaltenen Daten stammen aus /IKAR 99/ und /KLEE 00/.

**Tabelle B-1:** Wohnflächenbestand in 2005 ohne Zubau seit 1996, alte Bundesländer

Baujahr	Wohnfläche in 1.000 m <sup>2</sup>	Gebäudezahl in 1.000	Gebäudeanzahl in %
<b>Gebäude mit 1 und 2 WE</b>			
bis 1900	48.100	k. a.	0
1901 – 18	180.600	1.523	9,26
1919 – 48	191.800	1.218	7,41
1949 – 57	195.000	1.754	10,67
1958 – 68	238.300	1.244	7,57
1969 – 78	291.000	2.167	13,18
1979 – 83	131.200	957	5,82
1984 – 95	214.800	1.852	11,26
<b>Gebäude mit &gt;2 WE</b>			
bis 1900	45.584	74	0,45
1901 – 18	113.855	268	1,63
1919 – 48	107.418	221	1,34
1949 – 57	165.770	192	1,17
1958 – 68	200.929	58	0,35
1969 – 78	207.168	76	0,46
1979 – 83	54.236	91	0,55
1984 – 95	125.040	99	0,60

**Tabelle B-2:** Wohnflächenbestand in 2005 ohne Zubau seit 1996, neue Bundesländer

Baujahr	Wohnfläche in 1.000 m <sup>2</sup>	Gebäudezahl in 1.000	Gebäudeanzahl in %
<b>Gebäude mit 1 und 2 WE</b>			
bis 1918	76.221	1173	7,13
1919- 45	51.805	849	5,16
1946- 70	27.100	380	2,31
1971- 85	21.852	193	1,17
1986- 95	24.900	220	1,34
<b>Gebäude mit &gt;2 WE</b>			
bis 1918	67.215	154	0,94
1919- 45	31.317	62	0,38
1946- 60	32.804	63	0,38
1961- 95	78.421	163	0,99
1970- 85	53.733	66,5	0,40

**Tabelle B-3:** Zubau von Wohnfläche ab 1996 bis 2005, Gesamtdeutschland

Gebäudetypen	Wohnfläche in 1.000 m <sup>2</sup>	Gebäudezahl in 1.000	Gebäudeanzahl in %
<b>Gebäude mit 1 und 2 WE</b>			
EFH	108.664	811	4,93
DHH	23.913,9	206	1,25
RMH	13.923,9	124	0,75
ZFH	1.490,1	8	0,05
<b>Gebäude mit &gt;2 WE</b>			
KMH	34.634	99	0,60
GMH	32.636,6	50	0,30
HOH	38.026,5	26	0,16

**Tabelle B-4:** Wohnflächenbestand in 2005; Gesamtdeutschland

		Wohnfläche in 1.000 m <sup>2</sup>	Gebäudezahl in 1.000	Gebäudeanzahl in %
<b>Wohnflächenbestand in 2005 ohne Zubau seit 1996</b>				
1-2 WE	ABL	1.490.800	10.715	65,17
	NBL	201.878	2.815	17,12
>2 WE	ABL	1.020.000	1.079	6,56
	NBL	263.490	508,5	3,09
1-2 WE	Ges-BRD	147.991,9	1.149	6,99
>2 WE	Ges-BRD	105.297,1	175	1,06
<b>Zubau von Wohnfläche ab 1996 bis 2005</b>				
1-2 WE	Ges-BRD	1.840.669,9	14.679	89,28
>2 WE	Ges-BRD	1.388.787,1	1.762,5	10,72
<b>Wohnflächenbestand in 2005</b>				
gesamt		3.229.457	16.441,5	100,00