

Lebenslauf: Prof. Dr. **Rainer Leisten**, Studium der Mathematik mit Nebenfach Betriebswirtschaftslehre an der Universität zu Köln. Nach der Promotion an der Universität zu Köln bei Prof. Dr.-Ing. Dr. rer. Pol. Th. Ellinger Tätigkeit als Planer und Controller in der Zentrale der Commerzbank AG in Frankfurt. Dann wissenschaftlicher Assistent am Alfred Weber-Institut für Sozial- und Staatswissenschaften, Bereich Betriebswirtschaftslehre und Operations Research, der Ruprecht-Karls-Universität Heidelberg. 1995 Habilitation. 1995 bis 1999 Universitätsprofessor für Betriebswirtschaftslehre, insbesondere Produktionswirtschaft, an der Rechts- und Staatswissenschaftlichen Fakultät der Ernst-Moritz-Arndt-Universität Greifswald. Seit August 1999 Professor für Industriebetriebslehre und Produktionswirtschaft an der Gerhard-Mercator-Universität Duisburg.

Dipl.-Ing. **Jens Mathiak**, Jahrgang 1972, Studium des Maschinenbaus mit der Vertiefungsrichtung Verfahrenstechnik an der Ruhr-Universität Bochum und anschließend wirtschaftswissenschaftliches Zusatzstudium an der FU Hagen. Seit 1999 wissenschaftlicher Mitarbeiter im Fachgebiet Energietechnik der Gerhard-Mercator Universität Duisburg.

Dr.-Ing. **Jürgen Roes**, Jahrgang 1962, Studium des Allgemeinen Maschinenbaus an der Gerhard-Mercator-Universität Duisburg, 1994 Promotion an der Fakultät für Maschinenwesen der RWTH Aachen. Seit 1995 Mitarbeiter im Fachgebiet Energietechnik der Gerhard-Mercator-Universität Duisburg

Titel: Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellenanlagen zur dezentralen Hausenergieversorgung

Untertitel: Ein Vergleich zur konventionellen Technologie

Autoren: Rainer Leisten, Jens Mathiak, Jürgen Roes

Vorspann: Brennstoffzellen wandeln im Wasserstoff chemisch gebundene Energie zusammen mit Sauerstoff direkt und hocheffizient in Strom und Wärme um. Daher sind sie ideal zur dezentralen Hausenergieversorgung basierend auf Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) geeignet. Die technische Realisierbarkeit solcher Systeme wurde bereits unabhängig von verschiedenen Unternehmen und auch Forschungsgruppen nachgewiesen. Das Potenzial dieser Anlagen, sich auf dem Markt durchzusetzen, soll innerhalb einer Wirtschaftlichkeitsuntersuchung überprüft werden.

Textteil:

Motivation

Die konventionelle Versorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern mit Strom und Wärme erfolgt heute in Westeuropa zumeist durch Strombezug aus dem Netz und Bereitstellung von Heizwärme sowie Trinkwarmwasser mit Hilfe eines z.B. erdgasbetriebenen Heizkessels. Eine mögliche Alternative ist die kombinierte Versorgung mit Strom und Wärme mittels eines Brennstoffzellensystems (siehe **Bild 1**). Damit hält die umweltfreundliche Technik der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die bis dato größeren Leistungseinheiten vorbehalten ist, Einzug in die Versorgung von Einfamilienhäusern mit elektrischen Leistungen von nur wenigen kW. Diese Art der Hausenergieversorgung weist ein großes ökologisches Potenzial auf, da erhebliche Mengen an Primärenergie und Kohlendioxidemissionen aufgrund des hohen Gesamtnutzungsgrades des eingesetzten Energieträgers eingespart werden können. Für die Hersteller von Heizkesseln ergeben sich auch ganz erhebliche ökonomische Perspektiven, da es sich hier um einen Massenmarkt handelt. Der Gesamtbestand an Feuerungsanlagen (Öl und Gas) liegt in Deutschland bei rund 13,5 Mio. Anlagen, von denen ca. 4 Mio. Geräte älter als 15 Jahre sind. Der jährliche Absatz betrug in den letzten Jahren im Mittel rund 900.000 Einheiten, von denen ein entsprechender Teil durch Brennstoffzellen-

Hausversorgungssysteme ersetzt werden kann. Voraussetzung hierfür allerdings ist, dass die Kosten für Brennstoffzellen mit denen für herkömmliche Heizsysteme konkurrieren können. Die Überprüfung dieser Voraussetzung ist Inhalt der vorliegenden Untersuchung.

Der ökonomische Anreiz für den Betreiber einer Brennstoffzellen-Anlage (Hausbesitzer oder Energieversorgungsunternehmen) resultiert aus der möglichen Kostenreduktion, indem der gravierende Preisunterschied zwischen den Stromkosten K_{el} (0,19 – 0,25 DM/kWh), und den Kosten für den Primärenergieträger, z.B. Erdgas K_{Gas} (0,05 – 0,08 DM/kWh) zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion genutzt wird. Es existieren bereits einige veröffentlichte Analysen, die Wirtschaftlichkeit des Brennstoffzelleneinsatzes anhand von verschiedenen Simulationsrechnungen nachweisen [1,2]. In der vorliegenden Untersuchung wird eine Systematik vorgestellt und angewendet, die ein deterministisches Vorgehen erlaubt.

Die konventionelle Hausenergieversorgung als Referenzsystem

Im folgenden Vergleich wurden die Betrachtungen auf Einfamilienhäuser beschränkt, da diese einerseits das größere Marktsegment darstellen, andererseits die Bedarfsstruktur von Mehrfamilienhäusern hinsichtlich Strom und Wärme grundlegend von denen der Einfamilienhäuser abweicht. Die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellensystemen wird im Vergleich zur konventionellen Technologie untersucht, die im Folgenden durch Strombezug aus dem lokalen Netz und Heizwärme- bzw. Trinkwarmwasserbereitstellung über einen Erdgaskessel definiert ist. Der Strom- und Wärmebedarf von Haushalten, insbesondere in Einfamilienhäusern, ist ausgesprochen uneinheitlich und es existiert weder in Bezug auf die absoluten Jahresverbrauchswerte noch auf die zeitliche Verbrauchsverteilung ein typisches Nutzerverhalten. Daher wurde der Vergleich für zwei Referenzsysteme ausgeführt, nämlich ein Haus des Bestandes, charakterisiert durch den spezifischen, jährlichen Heizwärmebedarf von ca. 164 kWh/(m²·a), und den Neubau eines Einfamilienhauses nach der aktuellen Wärmeschutzverordnung von 1995 mit ca. 77 kWh/(m²·a). Die wichtigsten Daten der beiden ausgewählten Referenzfälle sind in **Tabelle 1** zusammengefasst. Auf die zeitliche Verteilung der Energieverbräuche wird im Rahmen der Erläuterungen zur Systematik der Untersuchungen ausführlich eingegangen.

Beschreibung des Brennstoffzellensystems

Eine Alternative zur konventionellen Hausenergieversorgung ist die gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung mit Hilfe eines Brennstoffzellensystems, wie in Abbildung 1 dargestellt. Die Brennstoffzellenanlage wird im vorliegenden Fall mit Erdgas versorgt. Der für die Brennstoffzelle als Brenngas benötigte Wasserstoff muss also zunächst aus Erdgas in einem Gasprozess (Reformer) erzeugt werden. In der Brennstoffzelle entstehen dann Strom und Wärme in einem Verhältnis, das durch den elektrischen ($P_{el}/P_{Erdgas} \cong 40\%$) und den thermischen ($P_{th}/P_{Erdgas} \cong 50\%$) Wirkungsgrad beschrieben wird. Die Wärme wird in einen Warmwasserspeicher ausgekoppelt und der Strom zunächst an das elektrische Hausnetz abgegeben. Die elektrische Energie wird entweder zur Deckung des Eigenbedarfs verwendet oder in das angeschlossene öffentliche Stromnetz eingespeist und dabei vom lokalen Stromversorger entsprechend vergütet. Die Wärme dient zur Deckung des Warmwasser- und Heizwärmebedarfs. Inwieweit der elektrische und thermische Bedarf durch die Brennstoffzellenanlage gedeckt werden kann und ob möglicherweise ein zusätzlicher Heizkessel notwendig ist, soll ebenfalls in dieser Studie geklärt werden.

Datengrundlage und Systematik

Prinzipiell werden Strom-, Heiz- und Trinkwarmwasserbedarf unterschieden (siehe **Bild 2**). Der in dieser Untersuchung exemplarisch verwendete Strombedarf basiert auf minutigen Aufzeichnungen über ein Jahr (325.600 Daten). Größere Zeitintervalle führen zu einer Nivellierung der Bedarfsspitzen und dadurch zwangsläufig zu einer wesentlichen Veränderung der Bedarfscharakteristik. Der Jahresheizwärmebedarf lässt sich nach VDI 2067 entsprechend **Tabelle 2** auf die einzelnen Monate aufteilen [3]. Innerhalb eines Tages wiederum ergibt sich ein einheitliches Bedarfsprofil, das durch eine einfache Skalierung an die entsprechenden Monate angepasst werden kann [4]. Zur Ermittlung des

Gesamtwärmebedarfs muss zum Heizwärmebedarf noch der Trinkwarmwasserbedarf addiert werden. Im Vergleich zur Tageslastlinie des Strom- und Heizwärmebedarfs ist der Trinkwarmwasserbedarf nicht stetig, sondern durch über den Tag verteilte Zapfungen geprägt, wobei viele kleine (Händewaschen, Spülen usw.) und wenige große Zapfungen (Duschen, Baden) symptomatisch sind [5]. LOOSE empfiehlt eine Einteilung des Tagesverhaltens in zehn soziodemographische Schichten (Anzahl der Bewohner/Kinder, Berufstätigkeit) und unterscheidet dabei jeweils die Kategorien Normaltag, Duschtage und Badetage. Einfamilienhäuser werden üblicherweise von drei oder mehr Personen bewohnt.

Um diese umfassenden Datenbanken analytisch zugänglich zu machen, wurde zunächst für den Strombedarf ein Histogramm erstellt, indem der Bedarf nach der jeweils nachgefragten Leistung sortiert aufgetragen wird. In dem Histogramm (**Bild 3**) ist demnach dargestellt, wieviel Prozent des Jahresstrombedarfs in welchem Leistungsbereich benötigt werden. In Abb. 3 wird beispielsweise deutlich, dass über 10 % des Jahresstrombedarfs in einem Leistungsbereich lediglich von 180 bis 210 W benötigt werden.

Ein Aufsummieren der Histogrammwerte ergibt schließlich den Deckungsgrad als eine weitere Darstellungsart des Strombedarfsprofils. Diese Kurve kann als der Anteil der Eigenstromproduktion bei der auf der Abszisse dargestellten Nennleistung eines fiktiven Stromerzeugers interpretiert werden. So können z.B. durch einen Stromerzeuger mit einer Nennleistung von nur 300 Watt bereits etwa 50 % des Jahresstrombedarfs gedeckt werden. Hingegen ist für eine vollständige Deckung für den Stromerzeuger eine maximal angeforderte Leistung von etwa 10 kW erforderlich. Das in Abb. 3 dargestellte Profil gilt für einen Jahresstrombedarf entsprechend der gewählten Referenzhaushalte mit 4500 kWh/a. Dieses Profil kann näherungsweise durch lineare Skalierung auf andere Jahresstrombedarfe angepasst werden.

Aus den Tagesgängen des Heizwärme- und des Trinkwarmwasserbedarfs wurde in analoger Weise ein entsprechendes Histogramm für den Gesamtwärmebedarf erstellt, aus dem sich der in **Bild 4** dargestellte Deckungsgrad ergibt. Dabei wurde hier die Abszisse aufgrund der sehr unterschiedlichen Wärmebedarfswerte der beiden Referenzsysteme (Bestand und Neubau) dimensionslos aufgetragen, indem die Leistung eines fiktiven Wärmeerzeugers auf die minimal notwendige Wärmeleistung zur Deckung des Wärmebedarfs bezogen wurde. Diese minimal notwendige Leistung des Wärmeerzeugers kann aufgrund der Bedarfsstruktur im Januar errechnet werden, in dem mit 17 % des Jahresheizwärmebedarfs der größte Wärmebedarf anfällt. Der Heizwärmebedarf, der in der Dimension einer Energie vorliegt, muss zunächst in eine Wärmeleistung umgerechnet werden, wobei eine zeitlich konstante Leistung angenommen wird. Die durchschnittliche Tagesleistung beläuft sich nach [3] auf etwa 65 % der zu installierenden Heizleistung. Für ein Einfamilienhaus des Bestandes bzw. einen Neubau lässt sich so eine minimal notwendige Leistung des Wärmeerzeugers von 8,8 kW bzw. 4,2 kW berechnen. Wenn ein Wärmeerzeuger z.B. nun 50 % dieser minimal notwendigen Wärmeleistung aufweist, so kann damit gemäß **Bild 4** bereits 70 % des gesamten Jahreswärmebedarfes gedeckt werden.

Die Deckungsgrade für den Strom- und den Wärmebedarf wurden nun anschließend durch Näherungsgleichungen approximiert und dadurch für eine Optimierungsaufgabe analytisch zugänglich gemacht.

Modellbildung

Das Modell für die durchgeführte Wirtschaftlichkeitsanalyse basiert auf der folgenden einfachen Grundgleichung für die jährlichen Betriebskosten K_{Betr} :

$$K_{Betr} = A_{Inv} + I_{Inv} + P_{Erdgas} \cdot k_{Erdgas} + P_{Zusatzstrom} \cdot k_{el} - P_{Überproduktion} \cdot e_{el} + K_{Strom} + K_{Erdgas}$$

Darin bezeichnet A_{Inv} die jährlichen Kapitalkosten aus der Investition, die sich aus den Anschaffungskosten der Brennstoffzelle, eines Zusatzheizkessels und eines Warmwasserspeichers berechnen. Die Anschaffungskosten der Systeme sollen hier

vereinfacht nur von der Nennleistung bzw. der Kapazität des Speichers abhängen. Für die Berechnung der Annuität wurde ein Kalkulationszinssatz von 8 % und eine rechnerische Nutzungsdauer von 18 Jahren (bzw. 15 Jahren bei der Brennstoffzelle) zugrunde gelegt [3]. Die jährlichen Aufwendungen für Instandhaltung und Wartung werden durch den Summanden I_{inv} erfasst, die 3 % der Anschaffungskosten bei Heizkessel und Warmwasserspeicher [3] betragen. Im Falle der Brennstoffzelle wurden hier 6 % der Anschaffungskosten angenommen.

Sowohl der jährliche Erdgas- und Zusatzstrombedarf als auch der eingespeiste Strom aus der möglichen Überproduktion können mit Hilfe des Bedarfs und der jeweiligen Nennleistung aus den Deckungsgraden berechnet werden. Durch Multiplikation mit den spezifischen Erdgaskosten ($k_{erdgas} = 5,5 \text{ Pf/kWh}$), den Stromkosten ($k_{el} = 19 \text{ Pf/kWh}$) und den Stromerlösen ($e_{el} = 8 \text{ Pf/kWh}$) lassen sich die jährlichen Gesamtkosten ermitteln. Hinzu kommen noch anschlussfixe Kosten für Strom (19 DM/Monat) und Erdgas (300 DM/Jahr).

Modellauswertung

Zunächst wurde das oben beschriebene Kostenmodell auf eine konventionelle Energieversorgung mit Strombezug aus dem Netz und Wärmebereitstellung mittels eines Erdgaskessels angewendet. Für ein herkömmliches System würde ein 18 kW Heizkessel mit Anschaffungskosten von ca. 2200 DM und ein 200 l Warmwasserspeicher für ca. 1800 DM eingesetzt. Dabei ergibt sich eine Kostenaufteilung nach **Bild 5**. Die Stromkosten sind aufgrund des gleichen Bedarfs für ein Einfamilienhaus des Bestandes und eines Neubaus identisch. Da für beide Haustypen die gleichen Kessel und Warmwasserspeicher angesetzt wurden, sind auch die Instandhaltungs- und Investitionskosten gleich. Der Unterschied zwischen einem typischen Einfamilienhaus des Bestandes und eines Neubaus liegt im Wesentlichen in den jährlichen Gaskosten aufgrund des deutlich unterschiedlichen Heizbedarfs. Die jährlichen Gesamtkosten belaufen sich auf 3.440 DM für ein Einfamilienhaus des Bestandes bzw. auf 2.680 DM für einen Neubau. Mit diesen Gesamtkosten sollen im Folgenden die des Brennstoffzellensystems verglichen wird.

Bei der Auslegung eines Brennstoffzellensystems, zunächst ohne zusätzlichen Heizkessel, kann eine Nennleistung von 7,8 kW für das Einfamilienhaus des Bestandes bzw. 3,7 kW für den Neubau berechnet werden. Um eine Gesamtkostengleichheit mit der konventionellen Versorgung zu erreichen, dürften die spezifischen Brennstoffzellenkosten 1050 DM/kW_{el} bei dem 7,8 kW_{el}-System bzw. 1850 DM/kW_{el} bei dem 3,7 kW_{el}-System nicht überschreiten. Diese niedrigen zulässigen spezifischen Systemkosten beruhen insbesondere auf den hohen Anschaffungs- und Instandhaltungskosten aufgrund der hohen benötigten Brennstoffzellenleistung.

Durch den Einsatz eines zusätzlichen Heizkessels kann dieser Einflussparameter und damit die jährlichen Kosten jedoch merklich verringert werden. In diesem Fall ist die Nennleistung der Brennstoffzelle nicht mehr berechenbar, sondern sie ist das Ergebnis einer Kostenminimierung. Dieser Zusammenhang ist in **Bild 6** in Abhängigkeit von den spezifischen Anschaffungskosten der Brennstoffzelle dargestellt. Aus dieser Abbildung kann unter den getroffenen Annahmen die kostenoptimale Brennstoffzellengröße bei gegebenen spezifischen Anschaffungskosten abgelesen werden. Es wird zunächst deutlich, dass die kostenoptimale Brennstoffzellengröße mit steigenden Anschaffungskosten kleiner wird. Trotz relativ hoher spezifischer Anschaffungskosten können dabei durch Variation der Brennstoffzellenleistung Einsparungen im Vergleich zum konventionellen System erzielt werden. Exemplarisch wird die Kostenstruktur eines Brennstoffzellensystems mit angenommenen spezifischen Anschaffungskosten in Höhe von 1000 DM/kW_{el} berechnet und in **Bild 7** dargestellt. Gemäß Diagramm 7 ergibt sich für diese spezifischen Anschaffungskosten eine kostenoptimale Nennleistung der Brennstoffzelle von etwa 1 kW_{el} für beide Referenzsysteme. Dadurch sind jährliche Einsparungen von mehr als 600 DM möglich. Dies ist vor allem auf eine Reduktion der Stromkosten bei nur geringer Zunahme

der Gaskosten zurückzuführen. Bei dieser Betriebsweise machen die Stromerlöse durch Einspeisung nur einen geringen Teil aus.

Das oben beschriebene Kostenmodell kann insbesondere zur Minimierung der jährlichen Gesamtkosten verwendet werden, indem die Betriebsweise des Brennstoffzellensystems variiert wird. Dabei hat sich eine Kombination aus Strom- und Wärmeführung als kostenoptimal herausgestellt. Bei dieser wirtschaftlichsten Betriebsart wird versucht, über den Tag ausreichend Wärme für Heizung und Trinkwarmwasser durch den Brennstoffzellenbetrieb bereitzustellen. Gelingt dies nicht auf Grund einer zu geringen Wärmeleistung der Brennstoffzellenanlage, so wird der Zusatzbrenner eingesetzt. Die Einsatzzeiten des Brennstoffzellensystems richten sich jedoch nach dem momentanen Strombedarf. Dieser Zusammenhang wird in **Bild 8** verdeutlicht. Darin ist die Stromproduktion zu erkennen, die dem Strombedarf folgt, so dass die parallel anfallende Wärme integral dem Wärmebedarf des Tages entspricht. Es ist jedoch stets darauf zu achten, dass nicht über Bedarf Wärme produziert wird.

Fazit

Das entwickelte Modell kann als Kalkulationsmodell zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellenanlagen in der dezentralen Hausenergieversorgung genutzt werden. Im Einzelfall sind die Modellparameter ggfs. zu adjustieren, wodurch sich unter unterschiedlichen Bedingungen evtl. auch unterschiedliche Ergebnisse hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit ergeben können. Das wichtigste Ergebnis der vorliegenden Untersuchungen ist allerdings die Erkenntnis, dass ein Brennstoffzellensystem zur Hausenergieversorgung wirtschaftlich konkurrenzfähig sein kann. Des Weiteren hängt die kostenoptimale Nennleistung des Aggregates von dem Wärme- und Strombedarf des Hauses und insbesondere von den spezifischen Anschaffungskosten ab. Der Betrieb der Anlage sollte sich sowohl nach dem Wärme- als auch nach dem Strombedarf richten. Neben der Brennstoffzelle ist stets ein Zusatzkessel erforderlich, da die Nennleistung der Brennstoffzelle zu hoch wäre, wenn der gesamte Wärmebedarf allein dadurch gedeckt werden müsste.

Literatur:

- [1] Koordinationsstelle der Wasserstoff-Initiative Bayern: Stationäre Anwendungen von Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung, München, 2000
- [2] Erdmann, G.: Kostenoptimale Energieversorgung von Einfamilienhäusern mittels Brennstoffzellen, Heizung, Lüftung/Klima, Haustechnik (HLH), Heft 11, S. 24-34, VDI-Verlag, 1998
- [3] VDI-Richtlinie 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, 1999
- [4] Cziesielski, E.: Ruhrgas Handbuch – Haustechnische Planung. 2. Auflage Stuttgart: Karl Krämer Verlag, 1988
- [5] Loose, P.: Der Tagesgang des Trinkwarmwasserbedarfs, HLH Bd. 42 Nr. 2, 1991

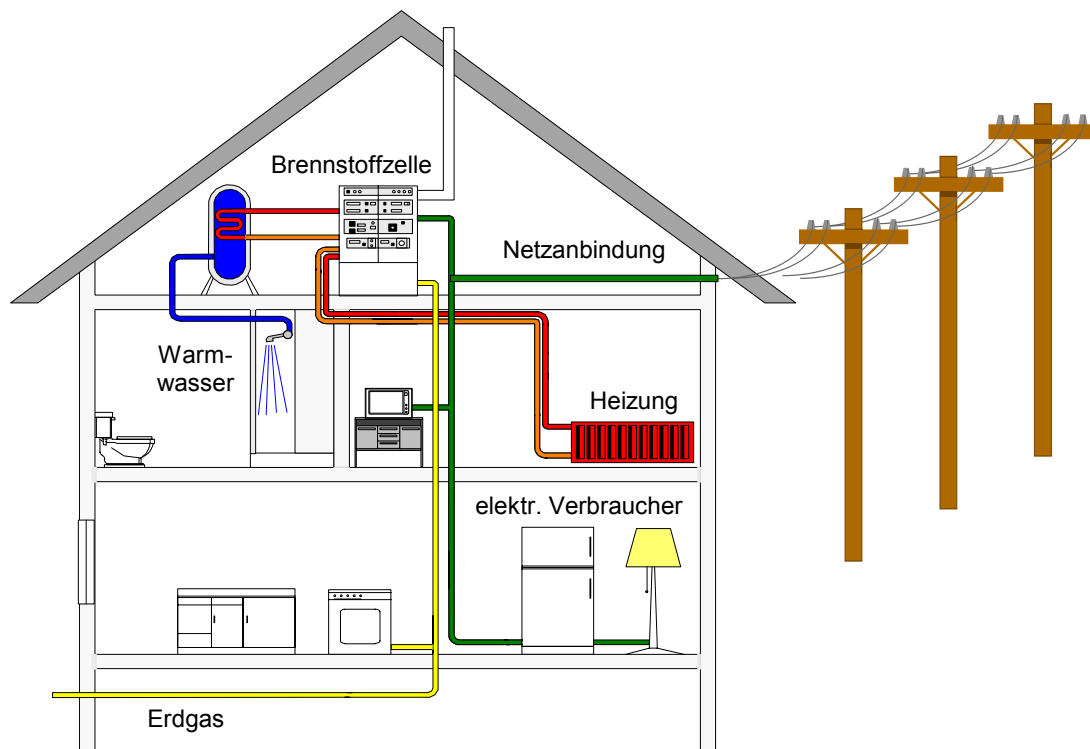


Bild 1: Schema einer dezentralen Hausenergieversorgung auf Basis Brennstoffzelle

Tabelle 1: Kenn- und Bedarfswerte der ausgewählten Referenzsysteme [1]

		Einfamilienhaus Bestand	Einfamilienhaus Neubau
Personen		4	4
Wohnfläche		146 m ²	146 m ²
Jahresstrombedarf	B_{el}	4500 kWh/a	4500 kWh/a
Jahresheizwärmebedarf	B_{Heiz}	23900 kWh/a 164 kWh/m ² a	11220 kWh/a 77 kWh/m ² a
Jahrestrinkwarmwasserbedarf	B_{ww}	1300 kWh/a	1300 kWh/a

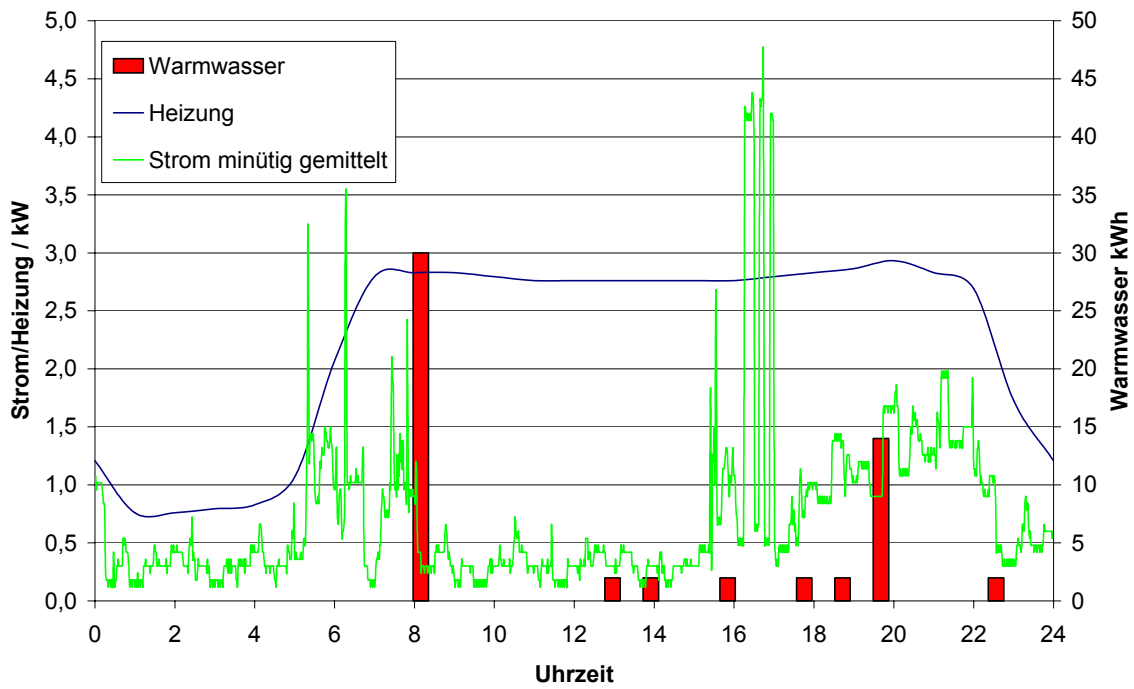


Bild 2: Typischer Bedarf eines Einfamilienhauses an Strom, Heizwärme und Trinkwarmwasser

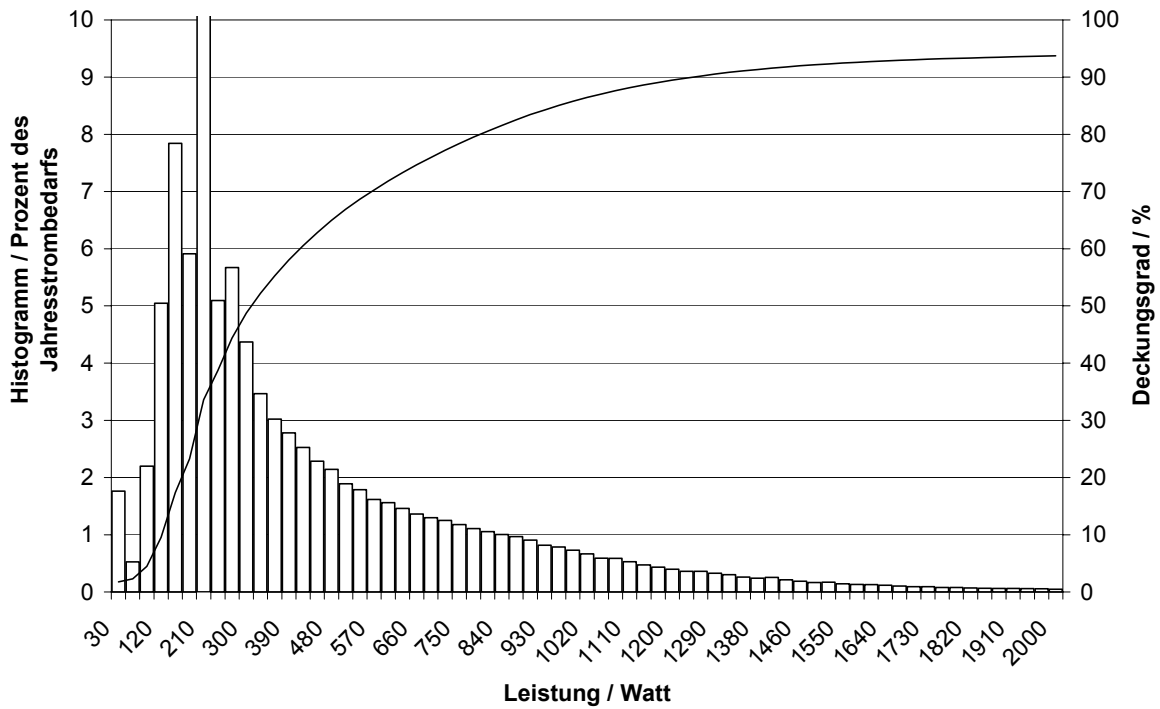


Bild 3: Strombedarf dargestellt als Histogramm und Deckungsgrad

Tabelle 2: Monatlicher Heizverbrauchsanteil [3]

Monat	Monatlicher Heizverbrauchsanteil in % vom Jahresheizbedarf
Januar	17
Februar	15
März	13
April	8
Mai	4
Juni	1,33
Juli	1,33
August	1,33
September	3
Oktober	8
November	12
Dezember	16

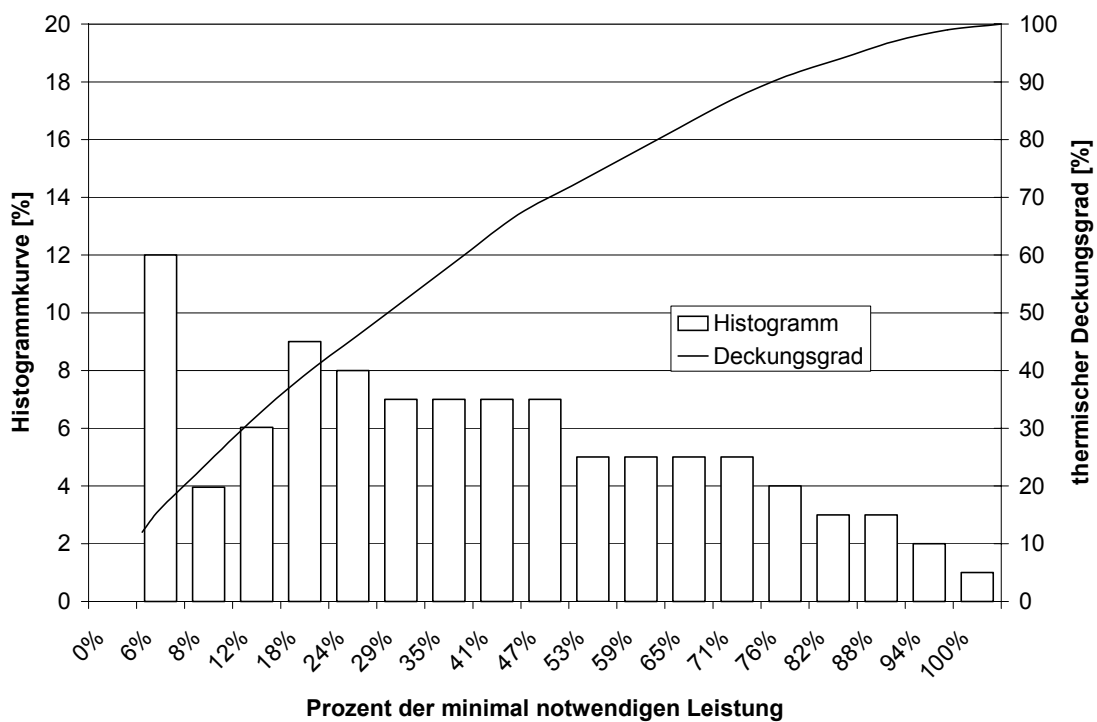


Bild 4: Histogramm und Deckungsgrad des Wärmeerzeugers

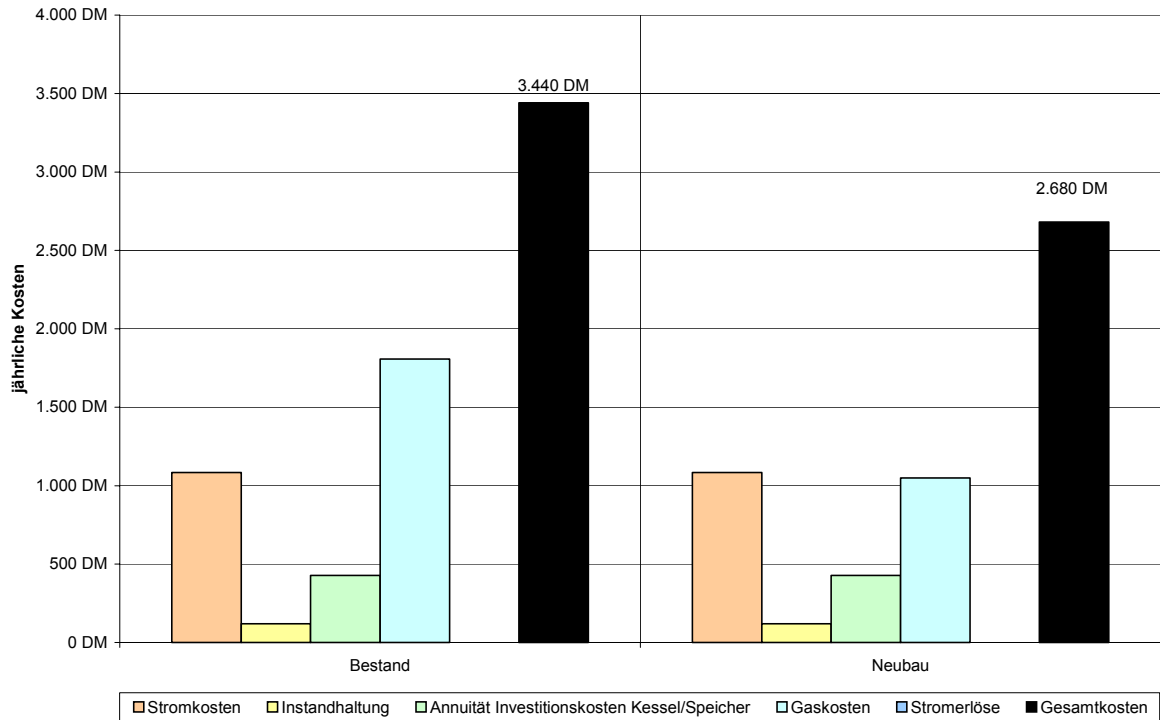


Bild 5: Jährliche Kostenstruktur einer konventionellen Hausenergieversorgung

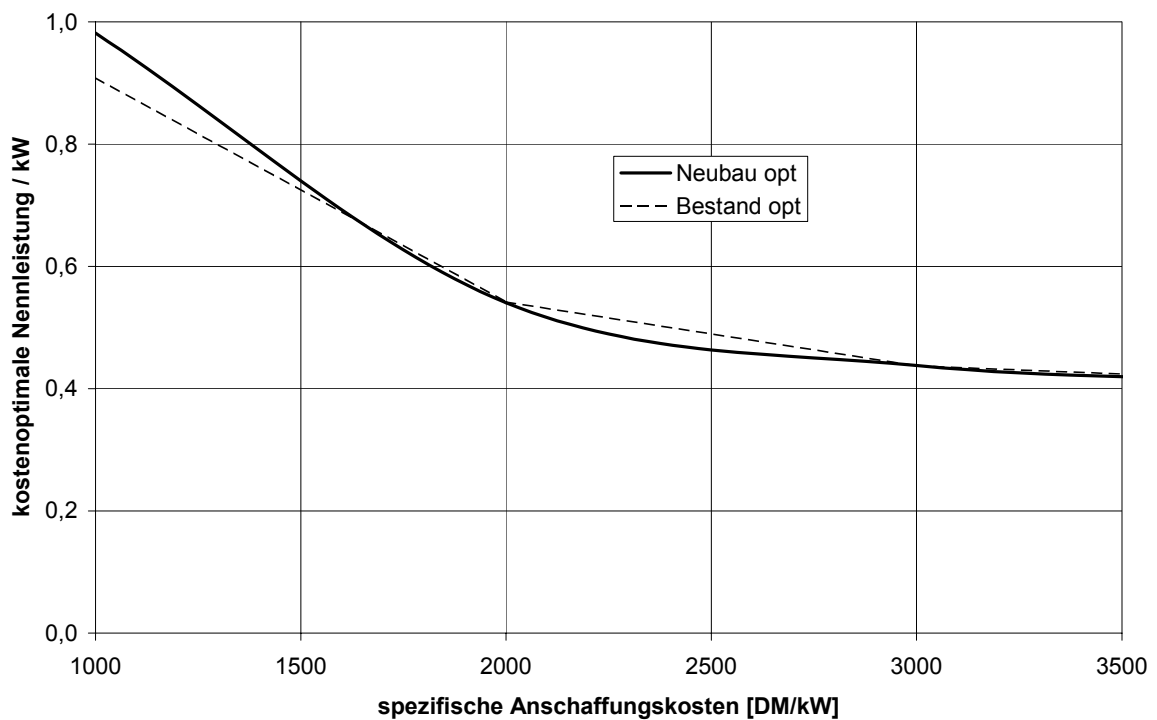


Bild 6: Kostenoptimale Nennleistung der Brennstoffzelle

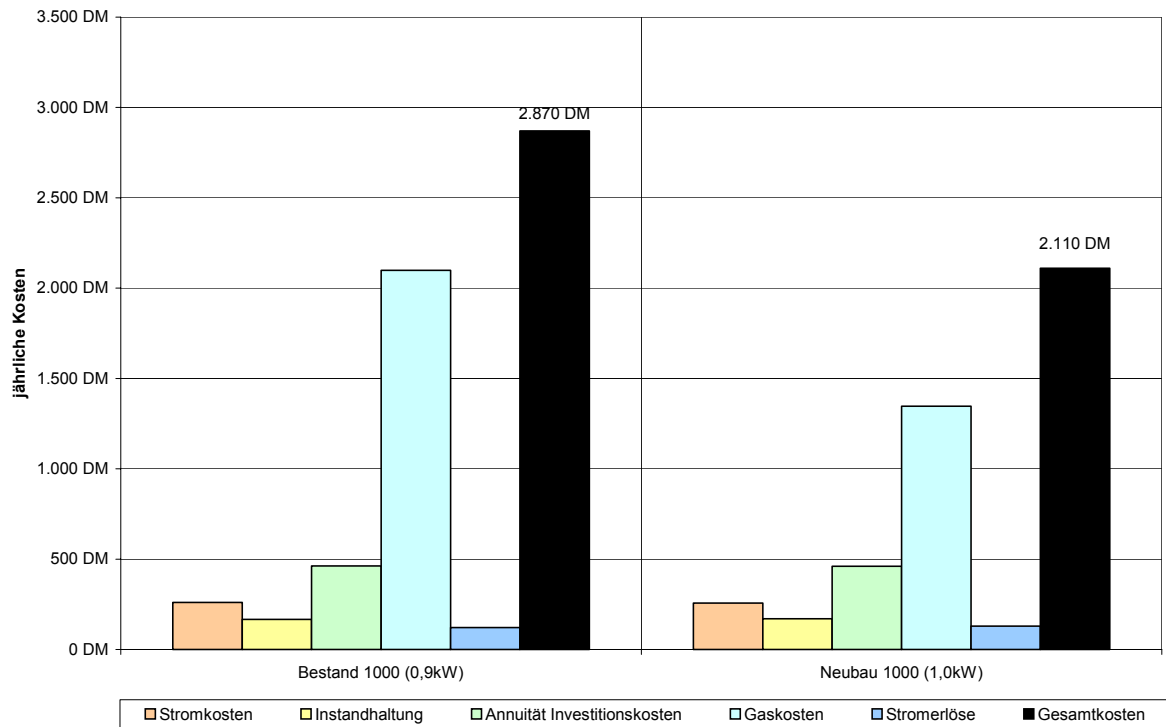


Bild 7: Jährliche Kostenstruktur eines Brennstoffzellensystems bei spezifischen Anschaffungskosten von 1000 DM/kW

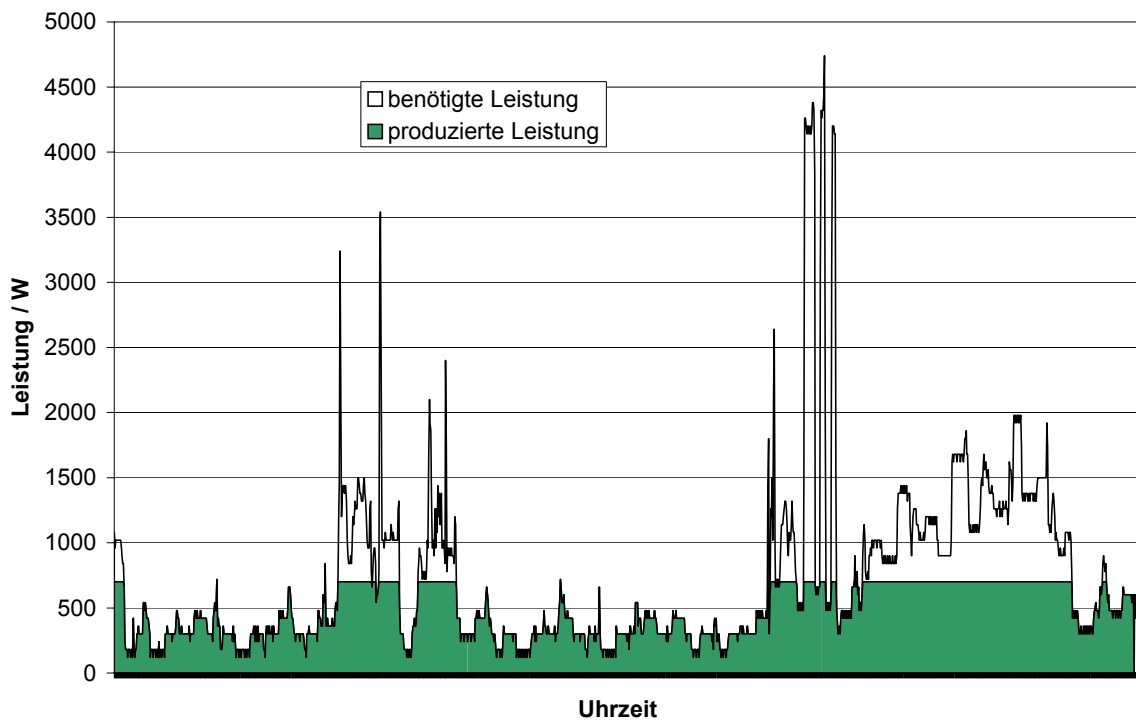


Bild 8: Tagesgang des Strombedarfs und der Stromproduktion