



Koordinationsstelle
der Wasserstoff-Initiative Bayern

Perspektiven einer Wasserstoff- Energiewirtschaft - Teil 5

Energiewirtschaftliche Bewertung dezentraler KWK-Systeme für die Hausenergieversorgung

Gefördert durch: **StMWIVT
Lechwerke AG (LEW)**

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

**Bearbeiter:
Dipl.-Ing. U. Arndt
Dipl.-Ing. A. Duschl
Dipl.-Ing. D. Köhler
Dr.-Ing. P. Schwaegerl (LEW)**

München, Juli 2004

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

**Perspektiven einer Wasserstoff-
Energiewirtschaft – Teil 5**

**Energiewirtschaftliche Bewertung dezentraler
KWK-Systeme für die Hausenergieversorgung**

Gefördert durch:

**StMWIVT
Lechwerke AG**

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

Bearbeiter:

Dipl.-Ing. U. Arndt

Dipl.-Ing. A. Duschl

Dipl.-Ing. D. Köhler

Dr.-Ing. P. Schwaegerl (LEW)

München, Juli 2004

Impressum:

Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft – Teil 5

Energiewirtschaftliche Bewertung dezentraler
KWK-Systeme für die Hausenergieversorgung

ISBN 3 – 933 283 – 33 – 7

1. Auflage 2004

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

Internet: 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 Lehr-
geräten jeder Art.

München, Juli 2004

Vertrieb:

E&M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching

Inhalt

Zusammenfassung	I
1 Einleitung	1
2 Ausgangsdaten.....	2
2.1 Referenzsiedlung und -gebäude	2
2.1.1 Siedlung	2
2.1.2 Einfamilien- und Reihenhäuser	3
2.1.3 Mehrfamilienhäuser.....	5
2.2 Bedarfslastgänge	6
2.2.1 Wärmebedarf für Raumheizung	6
2.2.2 Wärmebedarf für Warmwasserbereitung	6
2.2.3 Wärmebedarf der Siedlung bei zentraler Versorgung	7
2.2.4 Bedarfslastgänge für elektrische Energie.....	10
2.3 Simulation der Hausenergieversorgung	12
3 Technologiebeschreibung	15
3.1 Brennstoffzellenanlage	15
3.1.1 Arbeitsweise und Stand der Technik.....	15
3.1.2 Geräteauswahl	17
3.2 BHKW	18
3.3 Wechselrichter im Leistungsbereich bis 10 kW	18
3.3.1 Wichtige Kenngrößen.....	18
3.3.2 Stand der Technik	19
3.3.3 Jüngste technische Innovationen	21
3.3.4 Wechselrichter-Preise	22
3.3.5 Bestimmungen zum Netzparallelbetrieb.....	23
3.3.6 Marktübersicht.....	23
3.3.7 Entwicklungsschwerpunkte	25
4 Berechnung der Netzurückwirkungen	26
4.1 Allgemeines	26
4.2 Ganglinien der Verbraucher und der Brennstoffzellen.....	27
4.3 Nachbildung des Netzes	28
4.4 Auswertung Brennstoffzellenanlagen	28
4.4.1 Spannungshaltung	28
4.4.2 Leistungsbilanz und Einspeisevergütung	32

4.4.3 Netzverluste	33
4.4.4 Rückspeisung in das Mittelspannungsnetz	34
4.5 Auswertung Blockheizkraftwerk.....	36
4.5.1 Spannungshaltung	36
4.5.2 Leistungsbilanz und Einspeisevergütung.....	36
4.5.3 Netzverluste	37
4.5.4 Rückspeisung in das Mittelspannungsnetz.....	38
4.6 Fazit aus Versorgersicht	39
5 Wirtschaftlichkeitsvergleich	41
5.1 Systembeschreibung.....	41
5.1.1 Variante Brennstoffzellenanlagen mit Wärme-Contracting	41
5.1.2 Variante BHKW mit Wärme-Contracting	43
5.2 Vergleich auf Jahreskostenbasis	43
6 Literatur	48
Anhang A: Netzgebiete	49
Anhang B: Ganglinien	57

Zusammenfassung

Diese Studie untersucht am realen Beispiel einer Neubau-Siedlung im Netzgebiet der Lechwerke AG (LEW) verschiedene Aspekte dezentraler Energieversorgung. Im Mittelpunkt stehen dabei Brennstoffzellenanlagen (BZA) kleinster Leistungen zur gebäudebasierten Hausenergieversorgung sowie größere motorische Blockheizkraftwerke (BHKW) zur Nahwärmeversorgung. Die in Kapitel 4 vorgestellte Netzsimulation liefert einige interessante Ergebnisse hinsichtlich der Auswirkungen dezentraler Erzeugung auf das Niederspannungsnetz.

Wesentliche Ergebnisse sind:

- Der Einsatz dezentraler Erzeugungssysteme kann zu einer Reduktion der Netzbelastung um etwa die Hälfte und zu einem Rückgang der gelieferten Energiemenge um etwa zwei Drittel führen.
- Die Reduktion der Bezugskosten für elektrische Energie liegt aus Nutzersicht pro Jahr bei etwa 550 € für ein Einfamilienhaus und etwa 2.300 € für ein Mehrfamilienhaus. Dem stehen Mehrkosten bei der Gasbeschaffung und die Anschaffungskosten von 10.000 bis 15.000 € für die Brennstoffzellen gegenüber. Ein wirtschaftlicher Betrieb der BZA ist mit den angenommenen technischen und wirtschaftlichen Daten gegenüber einer reinen Gasheizung nicht möglich.
- Die Spannungshaltung im Netz wird durch die dezentrale Erzeugung verbessert, da der Spannungsabfall auf den Leitungen verringert wird. Theoretisch wären somit größere Stromkreislängen oder geringere Kabelquerschnitte möglich. In der Praxis dürfte dies zumindest derzeit aus Standardisierungsgründen nur zu geringen Kosteneinsparungen führen.
- Die auftretenden Spannungserhöhungen liegen im tolerierbaren Bereich. Bei weiterem Zubau von Brennstoffzellen oder dem Einsatz von Brennstoffzellen mit größerer elektrischer Leistung ist ein negativer Effekt für die Kunden zu erwarten.
- Ebenfalls möglich wäre wegen des geringeren Leistungsbedarfs der Einsatz eines kleineren Ortsnetztrafos mit damit verbundenen geringeren Anschaffungskosten. Der Transformator müsste jedoch so dimensioniert werden, dass er im Falle eines Ausfalls der Brennstoffzellen die dann auftretende Belastung ohne negative Auswirkungen auf seine Lebensdauer bewältigen kann.
- Wegen der Rückspeisung von Energie in das Mittelspannungsnetz ist das Schutzkonzept in der Ortsnetzstation entsprechend anzupassen. Ebenso muss von den dezentralen Anlagen erkannt werden, ob auf einen mittelspannungsseitigen Kurzschluss gespeist wird.

Der in Kapitel 5 durchgeführte Wirtschaftlichkeitsvergleich einer gebäudebasierten Hausenergieversorgung auf der Basis von Brennstoffzellenanlagen mit einer siedlungsbasierten Nahwärmeversorgung aus der Sicht eines unabhängigen Contractors liefert folgende wesentliche Ergebnisse:

- Unter den angenommenen Rahmenbedingungen ist eine Nahwärmeversorgung der Siedlung wirtschaftlich darstellbar. Diese Lösung profitiert erheblich von der Einspeisevergütung für KWK-Strom.
- Ein vergleichbares Contracting-Modell auf Gebäudeebene mit BZA zur Strom- und Wärmeerzeugung ist dagegen mit den getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich realisierbar. Wesentlicher Nachteil dieser Lösung sind die hohen Investitionskosten für die Brennstoffzellenanlagen. Das gewählte Modell für die Vergütung des KWK-Stroms (vollständige Einspeisung in das Niederspannungsnetz) bringt gegenüber der Substitution von Fremdstrombezug eher Nachteile mit sich.
- Auch bei der Variante mit BZA und Wärme- und Strom-Contracting ist ein wirtschaftlicher Betrieb unter den getroffenen Annahmen nicht möglich. Der Verkauf des in den BZA produzierten Stroms an die Nutzer in der Siedlung reduziert den Saldo um 40 %. Nur eine Zuverlässigkeit der Brennstoffzellen sowie eine zu BHKWs vergleichbare Lebensdauer von 15 Jahren verbunden mit einer Reduktion der geplanten Investitionskosten der Brennstoffzellenanlagen auf 78,5 % der angenommenen Werte kann zu einem wirtschaftlichen Betrieb der Brennstoffzellenvariante führen.

1 Einleitung

Die staatliche Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) sowie die Fortschritte in der Technik machen auch kleinere Anlagengrößen für den Einsatz in Wohngebäuden interessant. Mittelfristig können kleine dezentrale Systeme zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) von zunehmender Bedeutung für die allgemeine Stromerzeugung werden. Verschiedene Studien gehen von einem Anteil solcher Systeme an der Stromerzeugung von bis zu 20 % aus. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage nach der energiewirtschaftlichen Effizienz verschiedener KWK-Technologien, deren mögliche Betriebsweisen sowie ihren Rückwirkungen auf das Netz.

Mit dieser Studie soll der Betrieb eines kleinen Verbunds dezentraler Erzeugungseinheiten in einer realen Netzstruktur rechnerisch simuliert werden. Daraus sollen Aussagen zur energiewirtschaftlichen Effizienz und möglichen Einflüssen auf Netzkosten bzw. die Netzinfrastruktur getroffen werden.

In der Simulation werden die Netzurückwirkungen der dezentralen Erzeugung hinsichtlich Leistungsfluss, Spannungshaltung und Netzverlusten untersucht.

Von der Lechwerke AG (LEW) werden hierzu Daten zu einem Versorgungsbereich in der Stadt Landsberg am Lech zur Verfügung gestellt und entsprechende Netzsimulationen mit dem Netzplanungstool SINICAL durchgeführt.

Basierend auf thermischen und elektrischen Lastgängen sowie Informationen zu den einzelnen Techniken zur Hausenergieversorgung wird der Einsatz von Brennstoffzellenanlagen (BZA) und motorischen Blockheizkraftwerken (BHKW) in einer Siedlung untersucht.

2 Ausgangsdaten

Um die Aussagen dieser Studie möglichst nachvollziehbar herzuleiten, wurden folgende Arbeitsschritte durchgeführt:

- Zunächst wurden die einzelnen Gebäude der Siedlung entsprechend dem Bebauungsplan über ein Neubaugebiet in der Stadt Landsberg am Lech beschrieben (siehe Kapitel 2.1). Hierzu wurden u.a. Daten des Verbundforschungsvorhabens IKARUS verwendet.
- Basierend auf dieser Typisierung wurden repräsentative Wärmelastgänge ermittelt. Ausgangsdaten hierfür stammen aus dem Verbundforschungsvorhaben ISOTEG /MUE 02/, in dem Lastgänge für den Wärmebedarf (Heizung und Warmwasser) messtechnisch erfasst wurden.
- Mit Hilfe der Bedarfslastgänge für Heizwärme und Warmwasserbereitung und eines Simulationstool (siehe Kapitel 2.2.4) wurden zeitlich hoch aufgelöste Erzeugungsgänge (Strom und Wärme) ermittelt. Das Simulationstool wurde im Rahmen der wiba-Perspektivenstudie 3 „Das virtuelle Kraftwerk (VK)“ zur Nachbildung eines PEM-Brennstoffzellen-Aggregats unter verschiedenen Nutzungsbedingungen entwickelt /ARN 02/.
- Die so ermittelten Erzeugungslastgänge dienen zusammen mit standardisierten Bedarfs-Ganglinien für Haushaltskunden des Verbandes der Netzbetreiber (VdN) als Grundlage für die Netzsimulation mit dem von LEW zur Netzplanung eingesetzten Programm SINICAL.

2.1 Referenzsiedlung und -gebäude

Grundlage für die folgenden Betrachtungen ist eine Siedlung mit insgesamt 121 Wohngebäuden im Netzgebiet der Lechwerke AG.

2.1.1 Siedlung

Im Bebauungsplan (siehe **Abbildung 2-1**) ist die vorwiegende Bebauung mit Einfamilien- bzw. Reihenhäusern entsprechend **Tabelle 2-1** zu erkennen.

Tabelle 2-1: Art und Anzahl von Typgebäuden in der Referenzsiedlung

Gebäudetyp	Anzahl Wohneinheiten	Anzahl Gebäude
Reiheneckhaus	1	40
Reihenmittelhaus	1	31
Freistehendes Einfamilienhaus	1	47
Mehrfamilienhaus	6	3

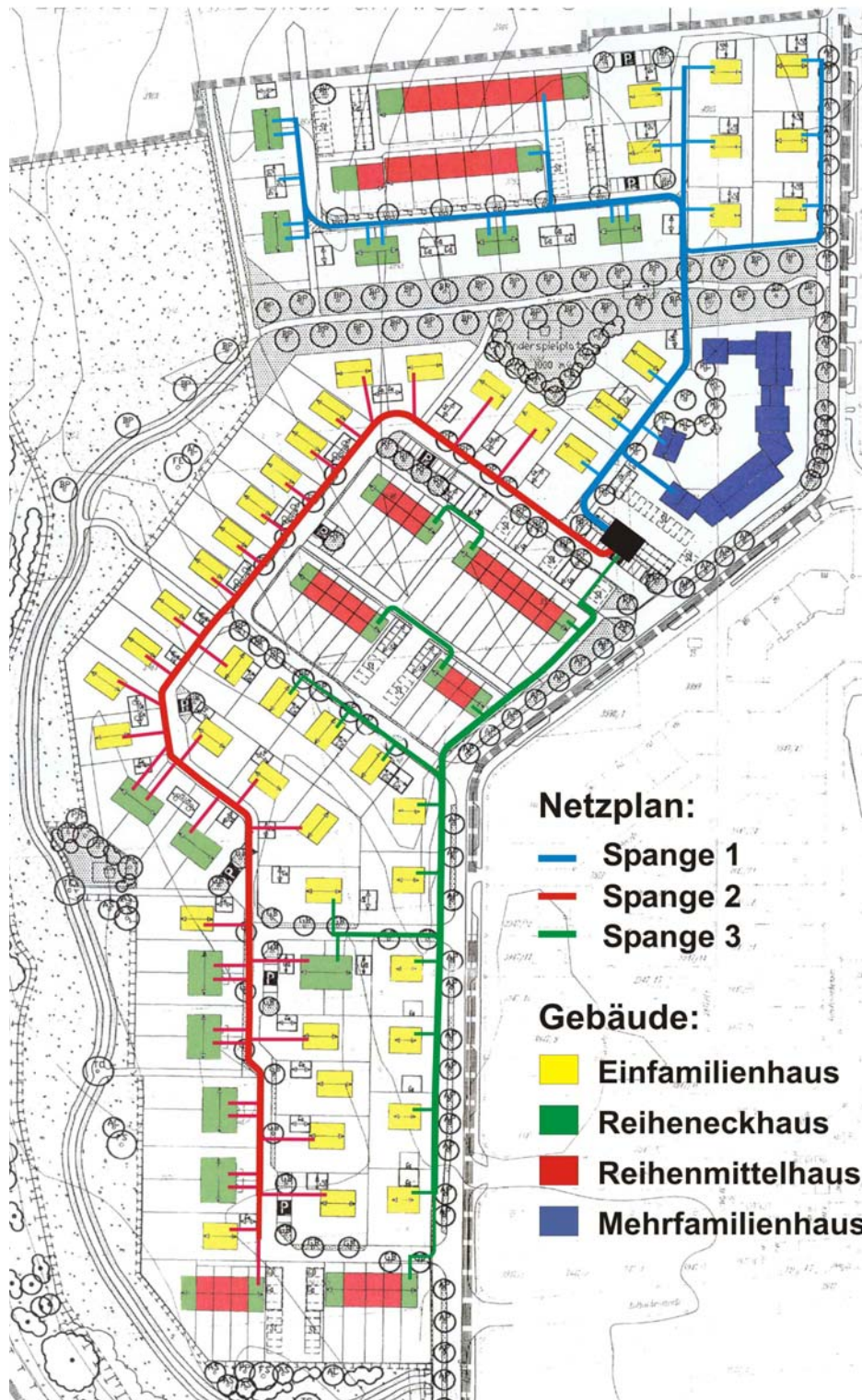


Abbildung 2-1: Grundriss der Muster-Siedlung mit typweise gefärbten Gebäuden und den Spangenbezeichnungen für das Nahwärmenetz

2.1.2 Einfamilien- und Reihenhäuser

Die Daten für das Einfamilienhaus sind in **Tabelle 2-2** zusammengestellt. **Abbildung 2-2** zeigt ein Beispiel für das EFH-Referenzgebäude. Diese Daten wurden

mit leichten Modifikationen (Skalierung des Heizwärmebedarfs) auch für die Reihenhäuser verwendet.

Tabelle 2-2: Eigenschaften des Einfamilienhaus-Referenzgebäudes

Haustyp	Einfamilienhaus, saniert
Bewohner	1 Wohneinheit, 4 Personen
Bauperiode	1984 bis 1989
Standort	Würzburg
Durchgeführte Sanierungsmaßnahmen	Austausch der Fenster, Dämmung der Außenwände
Beheiztes Gebäudevolumen (brutto)	511 m ³
Wohnfläche	136 m ²
Nutzfläche (Gebäudevolumen x 0,32)	164 m ²
A/V-Verhältnis	0,86 1/m
Spez. Jahresheizwärmebedarf vor Sanierung	116 kWh/m ² a
Spez. Jahresheizwärmebedarf nach Sanierung	84 kWh/m ² a
Jahresheizwärmebedarf nach Sanierung	13.721 kWh/a
Normwärmebedarf nach Sanierung	55 W/m ² (bezogen auf Nutzfläche)
Auslegungsleistung nach Sanierung	9,0 kW



Abbildung 2-2: EFH-Referenzgebäude

2.1.3 Mehrfamilienhäuser

Die Daten für das Mehrfamilienhaus sind in **Tabelle 2-3** zusammengestellt. **Abbildung 2-3** zeigt ein Beispiel für das MFH-Referenzgebäude.

Tabelle 2-3: Eigenschaften des Mehrfamilienhaus-Referenzgebäudes

Haustyp	Mehrfamilienhaus, saniert
Bewohner	6 Wohneinheiten, 13 Personen
Bauperiode	1979 bis 1983
Standort	Würzburg
Durchgeführte Sanierungsmaßnahmen	Austausch der Fenster, Dämmung der Außenwände
Beheiztes Gebäudevolumen (brutto)	2.040 m ³
Wohnfläche	595 m ²
Nutzfläche (Gebäudevolumen x 0,32)	653 m ²
A/V-Verhältnis	0,51 1/m
Spez. Jahresheizwärmebedarf vor Sanierung	100 kWh/m ² a
Spez. Jahresheizwärmebedarf nach Sanierung	63 kWh/m ² a
Jahresheizwärmebedarf nach Sanierung	40.917 kWh/a
Normwärmebedarf nach Sanierung	43 W/m ² (bezogen auf Nutzfläche)
Auslegungsleistung nach Sanierung	28,1 kW



Abbildung 2-3: MFH-Referenzgebäude

2.2 Bedarfslastgänge

Ausgangspunkt für die Simulation verschiedener Systeme zur Hausenergieversorgung sind detaillierte Informationen zu den Bedarfslastgängen.

2.2.1 Wärmebedarf für Raumheizung

In /MUE 02/ wurden für messtechnische Untersuchungen an einem Wärmeerzeugerprüfstand charakteristische Lastgänge für den Heizwärmebedarf und die zugehörigen Außentemperaturen ermittelt. Diese werden nach entsprechender Gewichtung mit dem Jahresheizenergiebedarf der zugrunde gelegten Typgebäude im Rahmen dieses Projektes für die Simulation der KWK-Anlagen verwendet. **Abbildung 2-4** zeigt einen Bedarfslastgang des Einfamilienhauses für einen heiteren Wintertag.

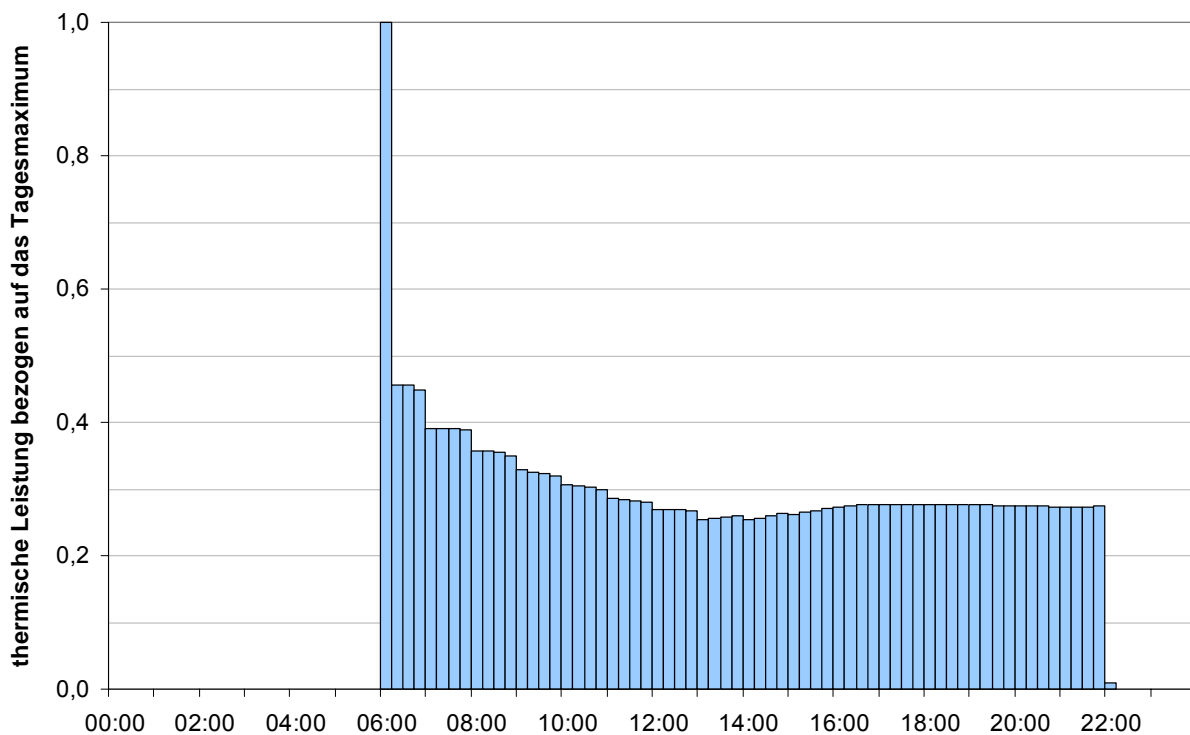


Abbildung 2-4: Heizwärmebedarfsprofil für einen heiteren Wintertag im Einfamilienhaus

Da es sich bei dem Profil um den Wärmebedarf mit Nachtabsenkung handelt, ist zwischen 22:00 und 6:00 Uhr keine thermische Leistung erforderlich. Die in Kapitel 2.3 beschriebene Simulation berücksichtigt jedoch die im Heizkreis auftretenden Wärmeverluste auch während dieser Periode und errechnet den entsprechenden Heizenergiebedarf.

2.2.2 Wärmebedarf für Warmwasserbereitung

Neben dem Heizwärmebedarf muss auch der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung berücksichtigt werden. Hierzu wurden ebenfalls im Rahmen des Verbund-

forschungsvorhabens ISOTEG /MUE 02/ ermittelte Zapfprofile verwendet, die die Zapfmengen pro Wohneinheit für ein typisches Nutzerverhalten festlegen. **Abbildung 2-5** zeigt ein Wärmebedarfsprofil für die Warmwasserbereitung für einen Wochentag im Mehrfamilienhaus.

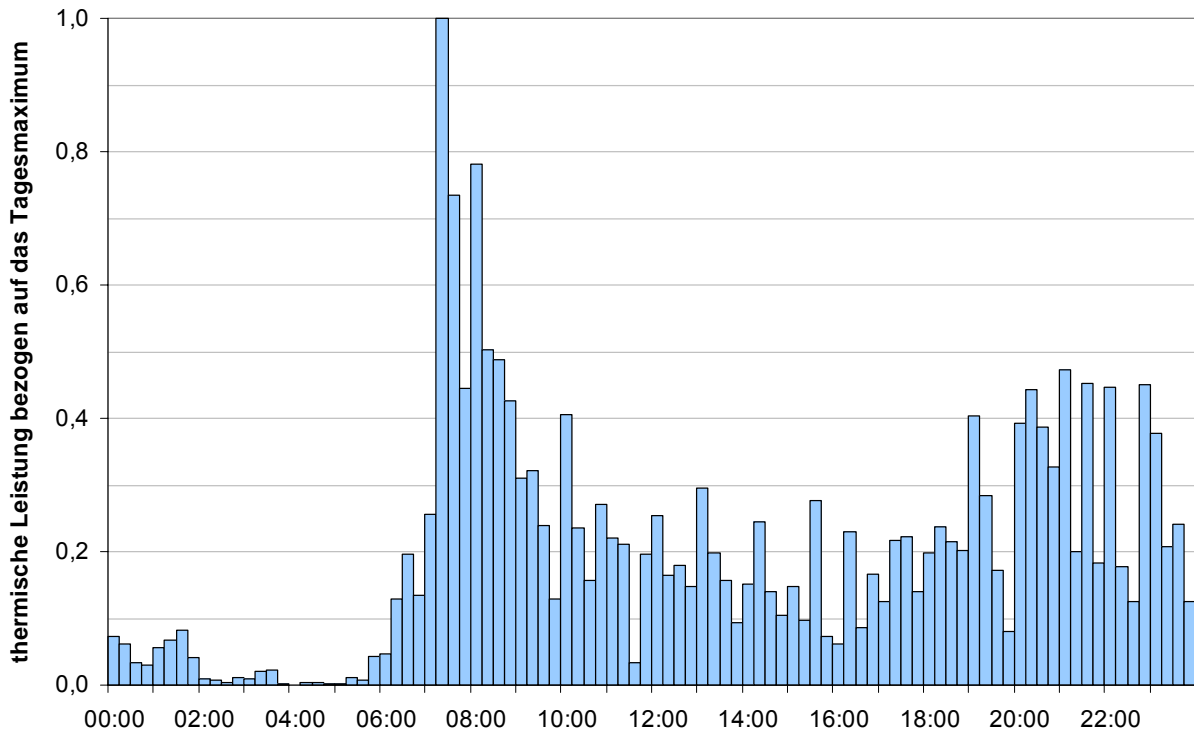


Abbildung 2-5: Wärmebedarfsprofil für die Warmwasserbereitung für einen Wochentag im Mehrfamilienhaus (ohne Zirkulation und Speicherverluste)

Auch bei diesem Profil handelt es sich um ein reines Bedarfsprofil, das die für die Erwärmung des in den Speicher nachströmenden Wassers auf Solltemperatur nötige Wärmemenge angibt. Speicher- und Zirkulationsverluste werden von der in Kapitel 2.3 beschriebenen Simulation dynamisch abhängig von den jeweiligen Vorgaben (z.B. Zirkulationszeiten) und den aktuellen Systemparametern (z.B. Warmwassertemperatur) errechnet.

2.2.3 Wärmebedarf der Siedlung bei zentraler Versorgung

Der Wärmelastgang, der für die siedlungszentrale Versorgung angesetzt wurde, besteht aus drei Komponenten:

- Heizwärmebedarfs-Lastgang der einzelnen Gebäude
- Warmwasserbedarfs-Lastgang der einzelnen Gebäude
- Verluste des Leitungsnetzes

Darüber hinaus wurde bei der Simulation des Erzeugungslastganges des BHKW auch die Wärme-Speicherfähigkeit des Netzes sowie eines zusätzlichen Pufferspeichers berücksichtigt.

Summenlastgang

Um einen realitätsnahen Summenlastgang zu erzeugen, wurden die Lastgänge der einzelnen Gebäude zeitlich gegeneinander verschoben. Die Verschiebung wurde in Viertelstundenschritten um jeweils eine Stunde nach vorne und hinten durchgeführt. Für die Gewichtung der Verschiebungen wurde eine Normalverteilung angenommen.

Aus diesen Annahmen ergibt sich die in **Abbildung 2-6** aufgeführte Verteilung der Gebäude auf zeitliche Verschiebungsschritte.

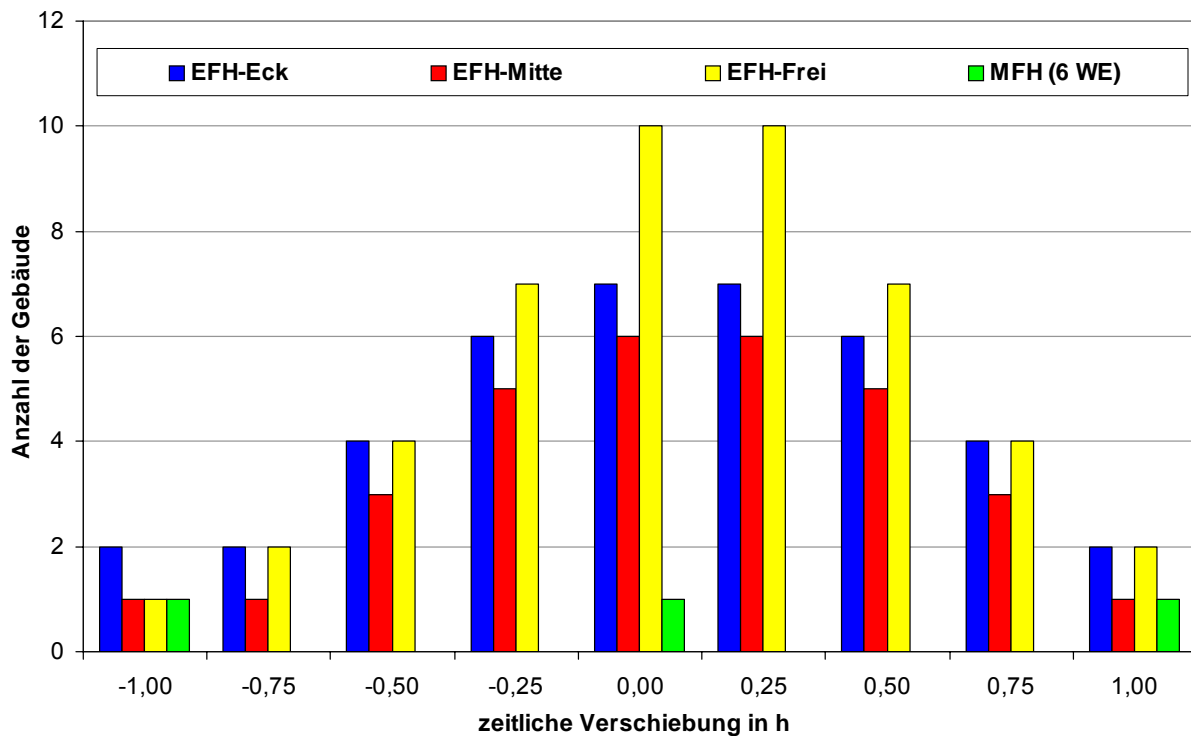


Abbildung 2-6: Verteilung der Gebäude auf zeitliche Verschiebungsschritte

Durch diese Verschiebung ergibt sich eine Glättung des Gesamtlastganges. Diese Glättung repräsentiert die Ausgleichsvorgänge, die sich aus den in der Praxis üblichen unterschiedlichen Nutzungen gleicher Gebäude ergeben (z.B. Zeiten für Kochen, Körperpflege, Wäschebehandlung, Beginn und Ende der Nachtabsenkung, unterschiedliche Arbeitszeiten).

Leitungsverluste

Die Leitungsverluste werden abhängig von den Medientemperaturen und dem Bodentemperaturverlauf gemäß Messwerten aus dem Bayerischen Landwirtschaftlichen Messnetz berechnet. Es werden die Werte der Wetterstation Nr. 37, Westerschondorf vom 02.07.2001 bis 02.07.2003 als Grundlage verwendet.

Um die Verluste abschätzen zu können, wurde die in **Abbildung 2-7** dargestellte Auswertung der Bodentemperaturen durchgeführt. Die Bodentemperatur in 0,5 m Tiefe zeigt einen näherungsweise sinusförmigen Verlauf zwischen 2 °C und 19 °C mit einem Mittelwert von rund 10 °C. Wärmeleitungen werden üblicherweise in größeren Tiefen zwischen -1,0 und -0,6 m verlegt. Da sich Temperaturschwankungen mit zunehmender

Tiefe verringern, wurde zur Approximation des Bodentemperaturverlaufs für die Simulation eine Sinusform mit Extrema bei 5 °C und 15 °C sowie einer Periodendauer von einem Kalenderjahr angesetzt.

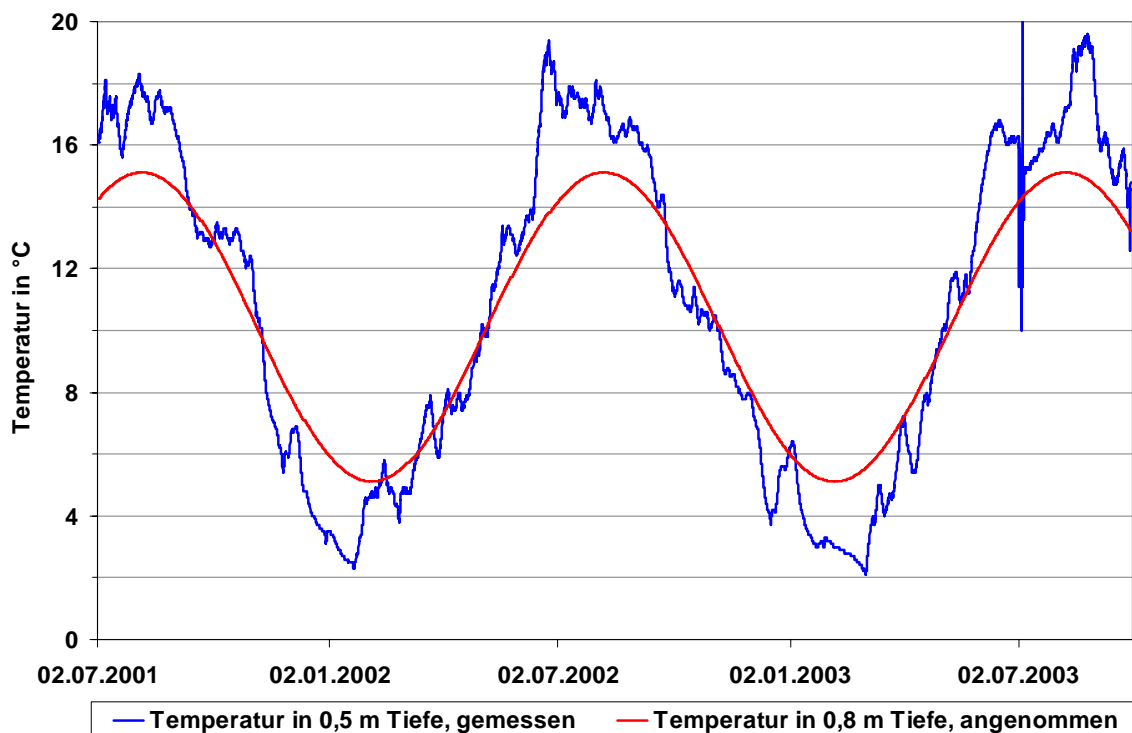


Abbildung 2-7: Bodentemperaturverläufe; Messwerte für 0,5 m Tiefe und Annahmen für 0,8 m Tiefe

Mit diesen Annahmen und den entsprechend Abbildung 2-1 ermittelten Leitungslängen des Verteilnetzes ergibt sich eine mittlere Verlustleistung von 66 kW.

Speichereffekte

Um des Betriebsverhalten des BHKW zu optimieren, wird ein zentraler Wärmespeicher vorgesehen, der u.a. Bedarfsspitzen glättet. Dadurch wird der aus dem Wärmebedarf der Gebäude und den Verteilungsverlusten des Wärmenetzes gebildete Summenlastgang noch vergleichmäßigt. Der resultierende Wärmebedarfsgang ist in Form einer Dauerlinie getrennt nach Leitungsverlusten und Energiebedarf der Gebäude in **Abbildung 2-8** dargestellt.

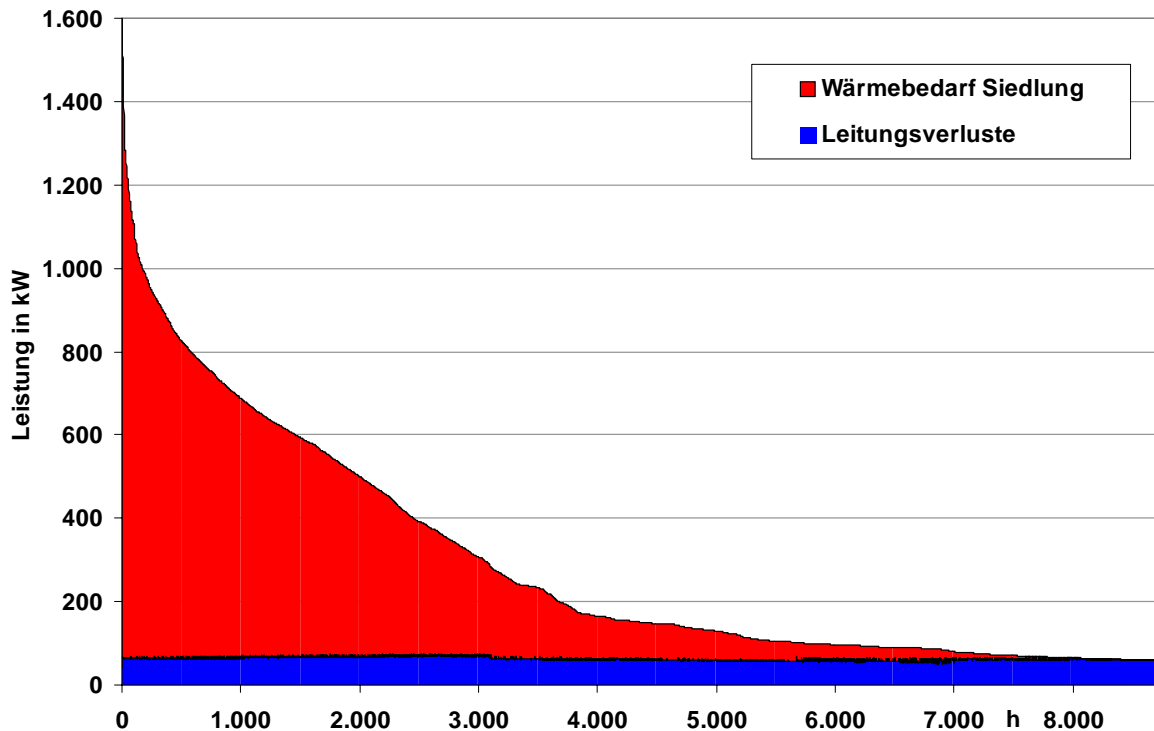


Abbildung 2-8: Jahresdauerlinie des Wärmebedarfsgangs der Siedlung

2.2.4 Bedarfslastgänge für elektrische Energie

Grundlage für die Netzsimulation stellen neben den Erzeugungslastgängen der KWK-Anlagen, die mit der im folgenden Kapitel ermittelten Simulation ermittelt wurden, die standardisierten Bedarfs-Ganglinien für Haushaltskunden des Verbandes der Netzbetreiber (VdN) dar (siehe **Abbildung 2-9**). Diese Ganglinien beschreiben den zeitlichen Verlauf des Bedarfs bezogen auf den Maximalbedarf am jeweiligen Typtag und können mit Hilfe dieses Maximalbedarfs bzw. mit Hilfe des Jahresstromverbrauchs einer Wohneinheit entnormiert werden.

Für die im Rahmen dieses Projekts durchgeführten Betrachtungen auf Siedlungsebene stellen diese Ganglinien trotz der bei Ihrer Ermittlung vorgenommenen Mittelung über eine Vielzahl von Haushalten eine ausreichende Datengrundlage dar. Für Betrachtungen auf Gebäudeebene, insbesondere für Wirtschaftlichkeitsüberlegungen aus Sicht eines Gebäudeeigentümers, muss auf zeitlich hoch aufgelöste Lastgänge zurückgegriffen werden, die dynamische Vorgänge wie z.B. Bezugsspitzen widerspiegeln.

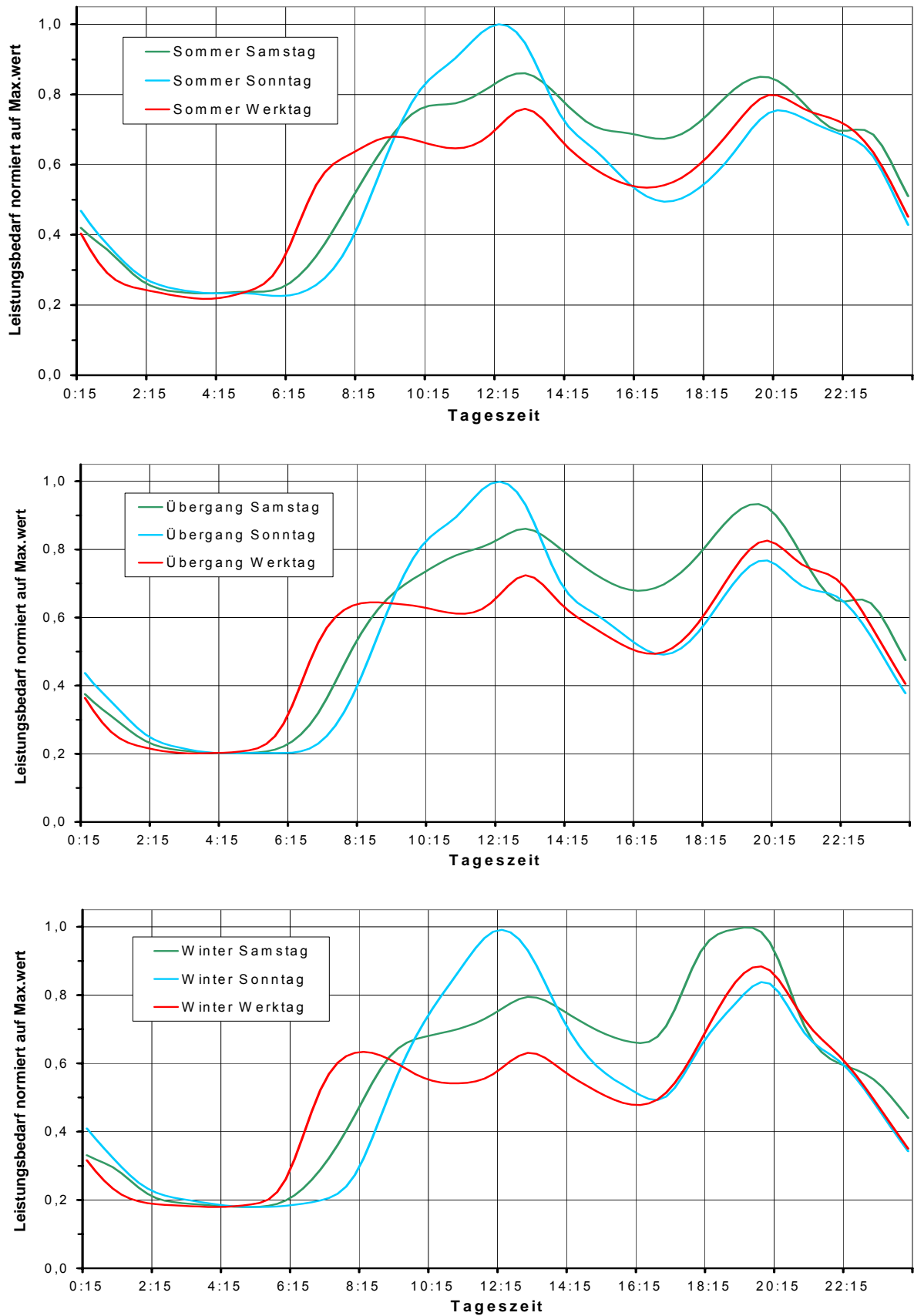


Abbildung 2-9: Normierte Strom-Lastgänge der Standard-Tage eines Wohngebäudes

2.3 Simulation der Hausenergieversorgung

Das verwendete Simulationsprogramm integriert alle für die Einbindung von KWK-Anlagen in die Hausenergieversorgung relevanten technischen Parameter. Wesentliche Inhalte sind daher:

- Definition der Gebäudeversorgung,
- Abbildung der elektrischen und thermischen Bedarfssituation in der Hausenergieversorgung mit hoher zeitlicher Auflösung über ein Jahr,
- Integration eines zusätzlichen Wärmeerzeugers für thermische Lastspitzen,
- Simulation verschiedener Regelstrategien für die BZA.

Wesentliche Komponenten der Simulation sind in **Abbildung 2-10** schematisch dargestellt.

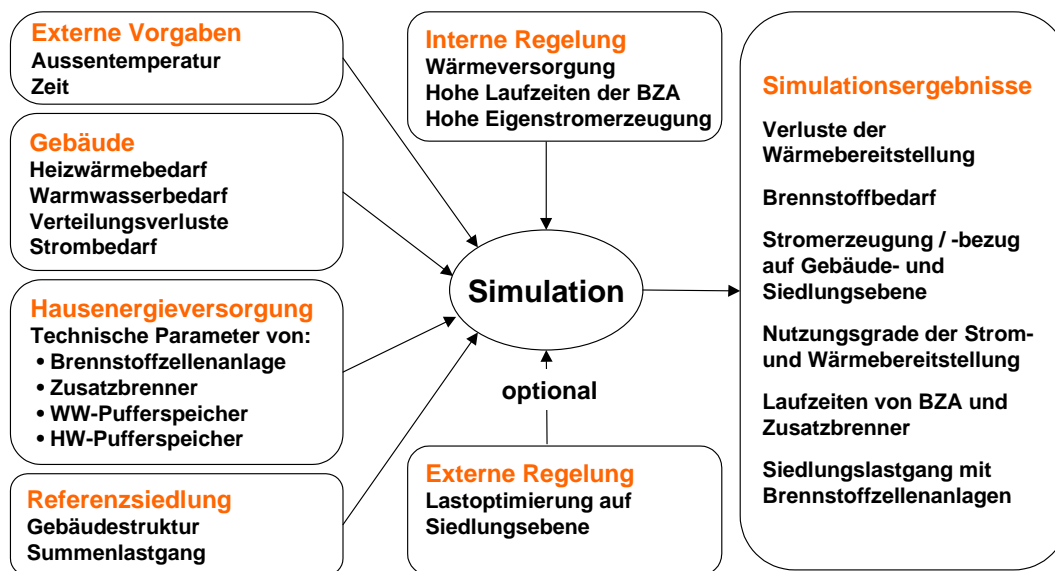


Abbildung 2-10: Programmstruktur

Externe Vorgaben

Als externe Vorgaben werden alle für Betrieb- und Regelung der BZA relevanten übergeordneten Rahmendaten verstanden. Insbesondere wird die für die Regelung benötigte Außentemperatur in Viertelstundenmittelwerten über ein Jahr vorgegeben.

Gebäude

Der thermische Bedarf des Gebäudes wird über den Heizwärmebedarf und hinterlegte Warmwasser-Zapfprofile definiert, die durch den Anwender aus einer erweiterbaren Liste ausgewählt werden können. Die Möglichkeit zur Integration zusätzlicher Profile mit variabler zeitlicher Auflösung wurde bei der Entwicklung der Simulation berücksichtigt. Von der Betriebsart der BZA abhängige Verteilungs-, Zirkulations- und Speicherverluste werden in der Simulation berücksichtigt.

Hausenergieversorgung

Die verschiedenen Komponenten der Hausenergieversorgung werden über folgende technische Parameter definiert.

Brennstoffzellenanlage :

- Elektrische und thermische Wirkungsgradkennlinien in Abhängigkeit von der Belastung,
- Nenn- und Mindestleistung der BZA,
- Stufung der Leistungsabgabe,

Zusatzwärmeerzeuger:

- Thermische Leistung,
- Nennwirkungsgrad

Wärmespeicher:

- Volumen,
- Wärmeverluste,
- Temperaturniveaus,
- Lade- und Entladeleistungen.

Durch Zusammenführung der Teilkomponenten zu einem Gesamtsystem wird die komplette Brennstoffzellen-Heizung in die Simulation eingebunden. Alle Komponenten des Gesamtsystems sind skalierbar. Die Zusammenstellung einer sinnvollen Kombination dieser Komponenten aus einer erweiterbaren Liste erfolgt durch den Anwender.

Referenzsiedlung

Das Modell ist prinzipiell dazu geeignet, eine einfache Siedlung mit maximal drei Gebäudetypen nachzubilden. Da die spätere Netzsimulation jedoch auf Gebäudeebene erfolgt, wurde diese Option bei der Anlagensimulation nicht verwendet.

Regelung

Die interne Regelung des gesamten Brennstoffzellen-Heizgeräts stellt jederzeit die Wärmeversorgung des Gebäudes sicher. Daneben sind folgende Regelziele hinterlegt:

- Hohe Ausnutzung der BZA
- Durchlaufbetrieb der BZA
- Hohe Eigenstromerzeugung

Daneben ist optional eine externe Regelung der BZA möglich, die basierend auf dem Summenlastgang aller Gebäude (Bedarf an elektrischer Energie abzüglich der Eigenstromerzeugung) in die Steuerung der BZA eingreift und somit übergeordnete Ziele (z.B. eine Vergleichmäßigung des elektrischen Lastgangs auf Siedlungsebene) verfolgt.

Simulationsergebnisse

Als Ergebnisse einer Jahressimulation werden alle auftretenden Verbrauchs- und Erzeugungsprofile von Strom, Wärme und Brennstoff ausgegeben. Das Programm errechnet darauf aufbauend elektrische und thermische Jahresnutzungsgrade, Laufzeiten, Deckungsgrade und den Gasverbrauch für die Brennstoffzellenanlagen, die zusätzlichen Wärmeerzeuger sowie den Gasverbrauch und die ein- bzw. zurückgespeiste elektrische Energie für die gesamte Siedlung. Zusätzlich werden die Verluste der Wärmebereitstellung ausgewiesen.

Alle Ergebnisse eines Simulationslaufes wurden als Minutenwerte ausgegeben und anschließend für die späte Netzsimulation zu Viertelstundenwerten aggregiert.

3 Technologiebeschreibung

Im Folgenden werden einige technische Aspekte der eingesetzten Systeme zur Hausenergieversorgung näher dargestellt.

3.1 Brennstoffzellenanlage

Für den Einsatz in der Hausenergieversorgung und hier insbesondere im Bereich kleiner elektrischer Leistungen werden derzeit zwei Brennstoffzellensysteme, die Protone Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC) und die Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) entwickelt. Als zukünftiges Serienprodukt müssen letztendlich beide Technologien den Anforderungen der Hausenergieversorgung entsprechen. Den weiteren Untersuchungen liegen technische Daten (Wirkungsgrade usw.) zugrunde, wie Sie derzeit als Zielwerte für erdgasbetriebene Brennstoffzellenanlagen auf PEM-Basis diskutiert werden.

3.1.1 Arbeitsweise und Stand der Technik

Brennstoffzellen funktionieren auf der Basis elektrochemischer Reaktionen, welche im Prinzip eine Umkehr der Wasserelektrolyse darstellen. Die Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff verläuft in der Brennstoffzelle kontrolliert ("kalte Verbrennung"), so dass Strom und freiwerdende Wärme genutzt werden können.

Brennstoffzellen bestehen aus zwei Elektroden, die kontinuierlich mit Brenngas (in der Regel Wasserstoff) und Sauerstoff bzw. Luftsauerstoff versorgt werden, und einem Elektrolyten, der die beiden Elektroden miteinander verbindet. An der katalytisch aktivierten Anodenoberfläche spaltet das dissoziierte Wasserstoffatom ein Elektron (e^-) ab. Das verbleibende Proton (H^+) diffundiert durch den Elektrolyten zur Kathode, an der es mit Sauerstoff reagiert. Die ablaufenden Reaktionen sind in **Tabelle 3-1** zusammengefasst.

Tabelle 3-1: Reaktionen in einer protonenleitenden Brennstoffzelle

	Vorgang	Reaktionsgleichung
Anode	Aufspaltung von Wasserstoff zu Protonen (H^+) und Elektronen (e^-)	$2H_2 \rightarrow 4H^+ + 4e^-$
Kathode	Reaktion der Protonen mit Sauerstoff unter Elektronenaufnahme	$O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$
	Gesamtreaktion	$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$

Bei der PEMFC besteht der Elektrolyt aus einer dünnen, gasdichten, protonenleitenden Kunststoffmembran. Der für die Ionenleitung notwendige Wassergehalt heute verfügbarer Polymermembranen (z.B. Nafion R117, Dow) begrenzt die Betriebstemperatur der PEMFC bei Umgebungsdruck auf maximal 100 °C (Niedertemperatur-Brennstoffzelle). Das Temperaturniveau der auskoppelbaren Wärme liegt zwischen 60 und 80 °C.

Für den Betrieb mit kohlenstoffhaltigen Brennstoffen benötigen PEMFC-Systeme einen Reformier zur Wasserstofferzeugung, der bei etwa 800 °C arbeitet. Daran anschließend befindet sich eine Gasreinigungsstufe, die insbesondere den Kohlenmonoxidgehalt im

Reformat-Gas bis auf ca. 20 ppm reduziert /MAH 00/. Bei den betrachteten Brennstoffzellenanlagen ist der Reformer bereits integriert.

Da die Brennstoffzelle nicht auf den maximalen Wärmebedarf des zu versorgenden Objekts ausgelegt wird, ist zusätzlich ein konventioneller Wärmeerzeuger installiert, dessen Wärme gemeinsam mit der Abwärme aus der Brennstoffzelle für die Raumheizung und Warmwasserbereitung zur Verfügung steht.

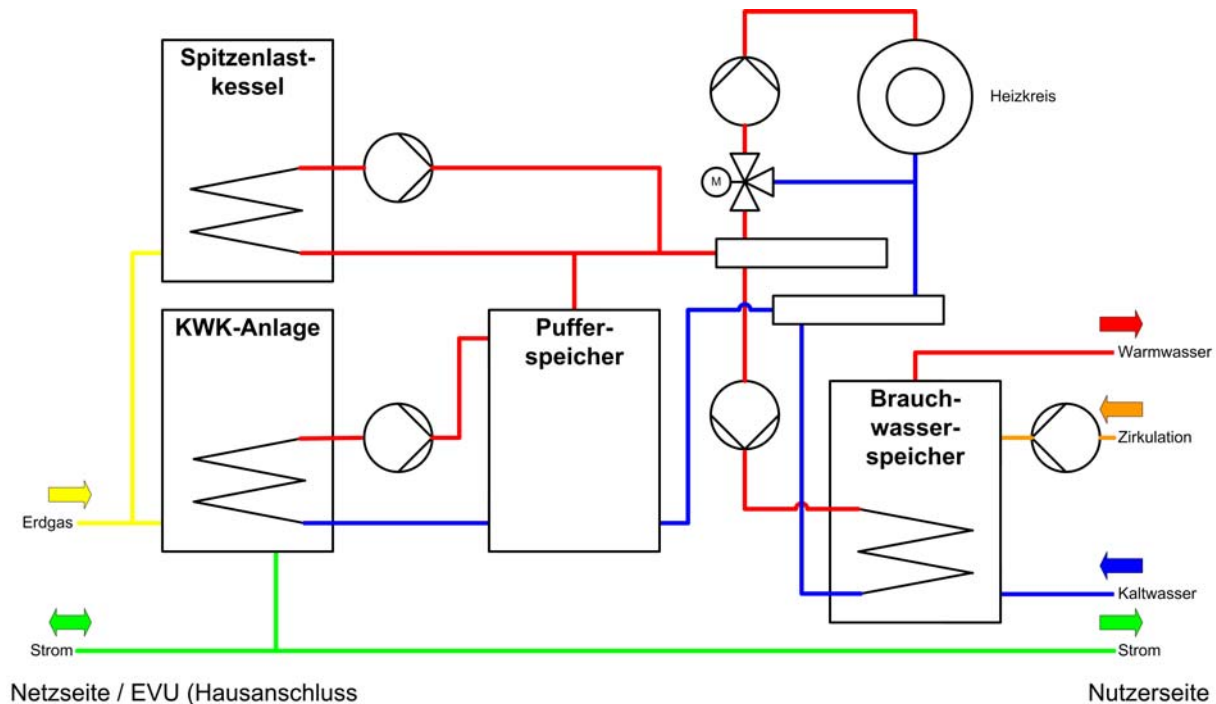


Abbildung 3-1: Heizungstechnische Einbindung einer Brennstoffzellenanlage

Wie in **Abbildung 3-1** dargestellt besteht das Heizungssystem aus der Brennstoffzellenanlage, einem Zusatzbrenner zur Deckung thermischer Leistungsspitzen, einem Trink-Warmwasserspeicher und gegebenenfalls einem Heizungspufferspeicher. Durch den Pufferspeicher kann eine höhere Ausnutzungsdauer der Brennstoffzellenanlage erreicht werden.

Alle großen Heizgerätehersteller arbeiten an der Entwicklung von Brennstoffzellenanlagen auf Basis der PEM-Technologie. Aus diesem Grund wurde für die weiteren Betrachtungen im Rahmen dieser Arbeit eine PEM-Brennstoffzellenanlage ausgewählt. Hiermit soll jedoch nicht angedeutet werden, dass diese Technologie der SOFC (wie sie z.B. durch die Fa. Sulzer Hexis entwickelt wird) überlegen wäre. Die PEM-Brennstoffzellenanlage als „Heizgerät“ in der Hausenergieversorgung befindet sich in der Entwicklungsphase. Der Betrieb einer größeren Anzahl von Anlagen im Rahmen von Feldversuchen wurde bereits gestartet. Die Ergebnisse der Feldversuche werden den Zeitpunkt der Markteinführung dieser Geräte bestimmen, der jedoch nicht vor 2007 liegen dürfte.

3.1.2 Geräteauswahl

Referenzsystem

Für den Systemvergleich wurden PEM-Brennstoffzellenanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von 1 kW im Einfamilienhaus und 4,5 kW im Mehrfamilienhaus ausgewählt. Alle bekannten Hersteller entwickeln ihre Systeme in diesen Leistungsgrößen für den Einsatz in den ausgewählten Referenzgebäude-Typen. Geräte der Fa. Vaillant GmbH befinden sich in Mehrfamilienhäusern bereits im Feldversuch.

Die technischen Daten der Brennstoffzellenanlagen sind in **Tabelle 3-2** zusammengestellt. Die Daten entstammen einer Ende 2001 erstellten Spezifikation und sind als Zielgrößen für den Markteintritt der Anlagen zu verstehen.

Tabelle 3-2: Technische Daten des ausgewählten PEMFC-Systeme

	Einfamilienhaus	Mehrfamilienhaus
Thermische Leistung	0,5 kW bis 1,7 kW ¹⁾	1,5 kW bis 7,5 kW ²⁾
Elektrische Leistung	0,3 kW bis 1,0 kW	0,9 kW bis 4,5 kW
Thermischer Wirkungsgrad	39 % bis 52 %	47 % bis 55 %
Elektrischer Wirkungsgrad	26 % bis 30 %	27 % bis 33 %
Gesamtwirkungsgrad	65 % bis 82 %	74 % bis 88 %
Maximale Vor-/Rücklauftemperatur	70 °C/55 °C	70 °C/55 °C
Brennstoff	Erdgas	Erdgas
Lebensdauer der Hauptkomponenten	12 a oder 80.000 Betriebsstunden ³⁾	10 a oder 80.000 Betriebsstunden ³⁾
Wartungsintervalle	jährlich	jährlich

¹⁾ plus konventioneller Zusatzwärmeerzeuger mit 9 kW

²⁾ plus konventioneller Zusatzwärmeerzeuger mit 28 kW

³⁾ Austausch des Brennstoffzellen-Stacks nach 5 Jahren

Betriebsverhalten

Die erdgasversorgte Brennstoffzellenanlage wird sowohl im Ein- als auch im Mehrfamilienhaus bivalent, also mit einem zusätzlichen konventionellen Wärmeerzeuger kombiniert betrieben. Die Anlagen arbeiten grundsätzlich wärmegeführt, wobei eine interne Regelung die Wahl der jeweiligen Leistungsstufe vornimmt. Die Regelung steuert die Anlage in den verschiedenen Betriebsmodi Tag-/Nachtbetrieb und Sommer-/Winterbetrieb. Nähere Einzelheiten zu dem ausgewählten Regelkonzept werden in /ARN 02/ detailliert beschrieben.

Die Brennstoffzellenanlage soll je nach Baugröße stufenweise zwischen 20 % bzw. 30 % und 100 % ihrer Nennleistung modulieren. Es wurde davon ausgegangen, dass die Dynamik der Brennstoffzellenanlage einen wärmegeführten Betrieb zulässt.

Der Gesamtwirkungsgrad der 4,5 kW-Brennstoffzellenanlage (MFH) liegt zwischen 74 % und 88 %, der elektrische Wirkungsgrad zwischen 27 % und 33 %. Der elektrische Wirkungsgrad der kleinen Brennstoffzellenanlage für das Einfamilienhaus liegt zwischen 26 % und 30 %. Diese Angaben beziehen sich auf die Anlage ohne den zusätzlichen Wärmeerzeuger.

3.2 BHKW

Nach der Synthese des Wärmelastganges für die Referenzsiedlung wurden Simulationsläufe mit verschiedenen Konfigurationen von KWK-Anlage, Spitzenlastkessel und Pufferspeicher durchgeführt. Ziel war ein möglichst hoher KWK-Anteil an der Erzeugung. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit sollte eine Grenze von 5.000 Volllaststunden pro Jahr nicht unterschritten werden. Die Auslegung des BHKWs auf rund 200 kW_{el} und 320 kW_{th} erwies sich in Verbindung mit einem 10 m³ Pufferspeicher als optimal.

Für das BHKW wurden die technischen Daten des Z 201 von ABB Energiesysteme GmbH verwendet /ASU 01/. Dieser Typ ist mit einem Gasmotor von MAN (MAN E 2842 DE) ausgestattet (**Tabelle 3-3**).

Tabelle 3-3: Technische Daten des BHKWs

	Einheit	BHKW
Thermische Leistung	kW	323
Elektrische Leistung	kW	208
Thermischer Wirkungsgrad	%	52
Elektrischer Wirkungsgrad	%	34
Brennstoff	-	Erdgas

Um den Wärmebedarf der Siedlung abzudecken, ist ein zusätzlicher konventioneller Wärmeerzeuger mit einer thermischen Leistung von rund 1.200 kW notwendig.

3.3 Wechselrichter im Leistungsbereich bis 10 kW

Bei motorischen BHKW wird die elektrische Energie konstruktionsbedingt in der für die Anbindung an das öffentliche Netz erforderlichen Spannungsform erzeugt. Die teilweise notwendige Spannungserhöhung ist mit relativ einfachen Mitteln möglich. Im Gegensatz dazu erzeugen Brennstoffzellen wie auch z.B. Photovoltaikanlagen primär Gleichstrom. Dieser muss zur Anbindung an das Netz umgerichtet werden.

Wechselrichter und deren technische Eigenschaften sind somit als Schnittstelle zwischen Erzeugung und Verteilnetz bzw. Verbraucher für einen Teil der Netzbeeinflussung durch dezentrale Anlagen verantwortlich.

3.3.1 Wichtige Kenngrößen

Für die Beurteilung der Qualität und Leistungsfähigkeit eines WR können folgende Kenngrößen herangezogen werden:

Die **minimale Arbeitsleistung** bezeichnet den Wert der generierten elektrischen Leistung, ab der der WR anfängt zu arbeiten.

Anwendungsbereich:

Für Anwendung im Außenbereich geeignete WR besitzen einen einsatzfähigen Temperaturbereich von bis zu -25 °C und $+70\text{ °C}$. Für den Innenbereich reichen i.d.R. 0 °C bis 40 °C aus.

Der **Geräuschpegel** von WR im Leistungsbereich unter 10 kW liegt zwischen 0 und etwa 35 dB(A). WR höherer Leistungsklassen können deutlich lauter sein. Je nach Einsatzgebiet kann dieser Faktor ein Wettbewerbsnachteil oder im Extremfall sogar ein Ausschlusskriterium für zu laute WR darstellen (z.B. Standort in genutzten Gartenflächen). Auch transformatorlose WR sind nicht zwangsläufig leiser, es ändert sich aber das emittierte Frequenzmuster.

Der **Klirrfaktor** bzw. der Oberwellengehalt einer Wechselgröße bezeichnet die Qualität der Ausgangsspannung am Wechselrichter. Diese sollte idealerweise sinusförmig sein. Die in der Realität auftretenden Abweichungen sollten bei WR im Leistungsbereich unter 10 kW, wie sie z.B. in der PV-Technik oder in Brennstoffzellenanlagen eingesetzt werden, höchstens 3...5 % betragen.

Der **Nachtverbrauch** (Schaltzustand „Aus“) liegt bei WR der unteren Leistungsklasse bei 0 bis max. 0,3 W.

Der **Stand-By-Verbrauch** (Schaltzustand „Ein“, aber Einspeiseleistung des Brennstoffzellen-Aggregats gleich Null) beträgt 0 bis etwa 10 W.

Schutzart/-klasse:

Schutzklasse I gilt für Geräte bis 120 V Gleichspannung, bei höheren Spannungen ist SKL II erforderlich.

Das **Überlastverhalten** bezeichnet die Reaktion des WR auf Überbelastung, hier stehen folgende regelungstechnische Maßnahmen zur Verfügung:

- Abschaltung
- Arbeitspunktverschiebung
- Leistungsreduzierung
- Strombegrenzung

Die **Wirkungsgrade** von WR liegen meist zwischen 91 und 96 % (Europäischer bzw. gewichteter Wirkungsgrad), wobei die maximalen Wirkungsgrade meist etwa 2 bis 3 %-Punkte höher liegen.

Berechnung des Europäischen Wirkungsgrades (EW):

$$EW = 0,03 * W5 + 0,06 * W10 + 0,13 * W20 + 0,1 * W30 + 0,48 * W50 + 0,2 * W100$$

Mit: W_x : x % der Nennleistung

Insbesondere die **Teillast**-Wirkungsgrade sind bei WR für regelbare Systeme von hoher Bedeutung, da ein hoher Anteil der Betriebsstunden in niedrigen Lastbereichen liegen kann.

3.3.2 Stand der Technik

Wechselrichter (WR) sind eine seit den Anfängen der Elektrifizierung eingesetzte Basistechnik, die in vielen Einsatzbereichen und Leistungsklassen zu finden ist. Heutige

Wechselrichter sind technisch weitgehend ausgereift, d.h. die verbleibenden Verbesserungspotenziale sind relativ gering. Einige Hersteller von WR für Solarsysteme erweitern ihre Produktpalette aktuell hin zu größeren Leistungsklassen und erreichen damit eine deutliche Kostenreduktion durch die Erhöhung der WR-Nennleistungen.

Es befinden sich diverse WR-Konzepte auf dem Markt, darunter Systeme mit und ohne Transformator bzw. mit Hochfrequenz(HF)- oder Niederfrequenz(NF)-Trafo. Weiterhin wird nach selbstgeführten und netzgeführten Geräten unterschieden, je nachdem ob der WR die Sinus-Ausgangsspannung selbst erzeugt oder nicht. Ein weiteres Kriterium stellt die Wahl der eingesetzten Halbleiter dar, meist MOSFET, Thyristor oder IGBT.

Anzahl der Einspeisephasen

Die WR-Ausgangsspannung wird in der Regel entweder dreiphasig (Drehstrom) oder einphasig (Wechselstrom) entkoppelt und ins Stromnetz eingespeist. Die dreiphasige Auskopplung eignet sich besonders für Inselnetzbetrieb und den Betrieb von Drehstromaggregaten

Transformatorlose Systeme

Neben klassischen Wechselrichtern mit Transformator(en) werden auch transformatorlose Systeme angeboten.

Bei Geräten ohne Transformator entfallen die Ummagnetisierungsverluste, deshalb ist ein höherer Wirkungsgrad als bei transformatorgestützten Systemen möglich. Allerdings muss dazu die Gleichspannung der Brennstoffzellenanlage stets höher sein als der Scheitelwert der Netzwechselspannung, wofür sehr viele Stacks in Reihe geschaltet sein müssen.

Bei Geräten mit Transformator kann dieser die Aufgabe der Spannungsanpassung übernehmen. Dabei gibt es eine ganze Reihe sehr unterschiedlicher Schaltungskonzepte. Der Transformator verursacht einen deutlichen Anteil der Bauteilkosten und weist induktive Verluste auf. Durch die galvanische Entkoppelung des Transformators werden an das elektrische Sicherheitskonzept der Brennstoffzellenanlage geringere Anforderungen gestellt (bei Gleichspannung < 120 V: Schutzkleinspannung nach VDE, nur Schutzklasse I erforderlich).

Abbildung 3-2 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines konventionellen transformatorlosen Wechselrichters in Vollbrückenschaltung (H-Schaltung), bestehend aus vier Leistungstransistoren mit antiparallelen Dioden. Die Ausgangsspannung u_A wird über eine Netzdrossel (LN) zur Stromglättung ans Netz angekoppelt.

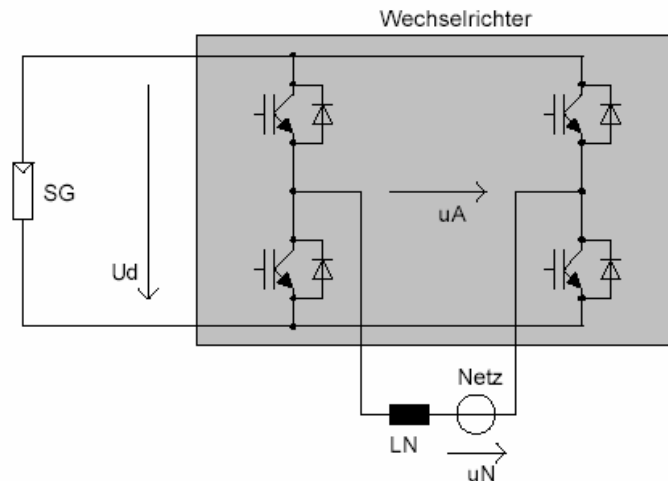


Abbildung 3-2: Topologie eines konventionellen transformatorlosen einphasigen Wechselrichters /FHK 01/

Um eine möglichst sinusförmige Spannung zu erzeugen, muss die Induktivität der Netzdrossel möglichst hoch sein, was sich im Preis niederschlägt. Alternativ lässt sich auch die Schaltfrequenz erhöhen, wodurch wiederum die Schaltverluste (Ripplestrom) ansteigen.

Leistungsbereiche von WR

Alle Leistungsklassen von unter 100 W bis weit über 10 kW und in den MW-Bereich sind auf dem Markt verfügbar.

3.3.3 Jüngste technische Innovationen

Neuartiger Solarwechselrichter mit gestufter Ausgangsspannung u_A

Bei dieser neuartigen Schaltungstopologie (vgl. **Abbildung 3-3**) dient die Vollbrückenschaltung nur als Stromwender. Durch den Einsatz eines Gleichstromstellers wird die Ausgangsspannung in insgesamt fünf Stufen moduliert und weist demnach eine wesentlich bessere Approximation an die sinusförmige Wechselspannung u_N auf. Dabei kann die Netzdrossel klein gehalten werden, wodurch auch die Kosten und Verluste reduziert werden.

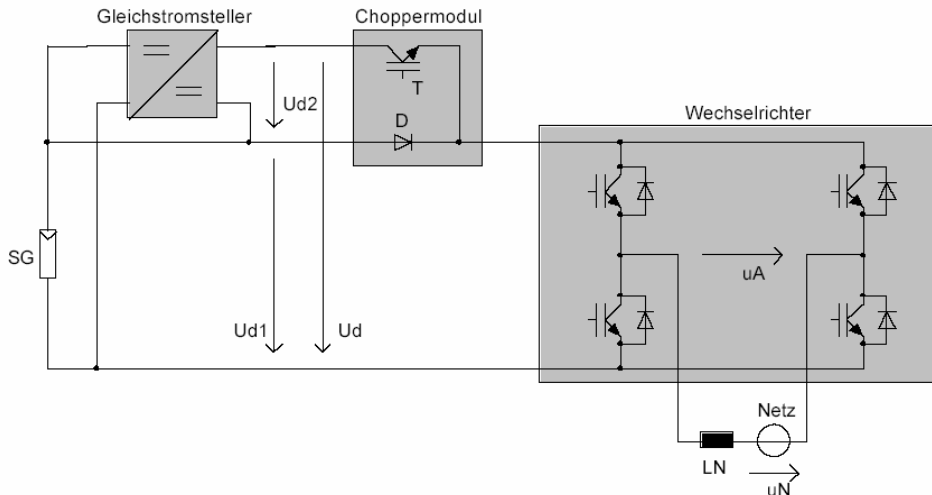


Abbildung 3-3: Neuartiger Solarwechselrichter mit gestufter Ausgangsspannung

Heric-Technologie (Highly Efficient & Reliable Inverter Concept-Topologie):

Bei der Heric-Technologie handelt es sich um eine patentierte, innovative WR-Topologie. Sie vermeidet Schalt- und Ummagnetisierungsverluste durch Blindströme von der Drosselspule in den Pufferkondensator. Dies geschieht durch die Erweiterung der Vollbrückenschaltung um zwei zusätzliche Freilaufzweige (vgl. **Abbildung 3-4**). Interne Blindleistungsflüsse sind ein wesentlicher Grund für die hohen Verluste im Teillastbereich. Ein weiterer Vorteil der Heric-Topologie ist der reduzierte Ripplestrom des Kondensators (Lade-/Entladeströme), d.h. die Stromstärkenänderungen bei den Schaltvorgängen werden verringert.

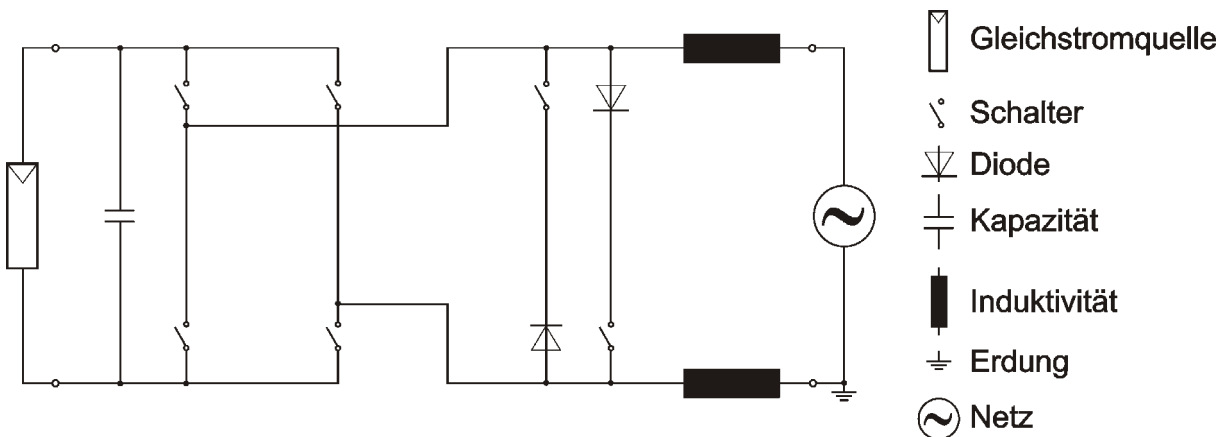


Abbildung 3-4: Topologie des Heric-Wechselrichters /PHO 03/

3.3.4 Wechselrichter-Preise

Langfristig wird nach optimistischen Schätzungen von einer Kostenreduktion um etwa 90 % gegenüber dem heutigen Stand gesprochen, d.h. auf rund 100 € pro kW Nennleistung. Konservative Schätzungen gehen dagegen von Preisen von 150 bis 300 €/kW_{Nenn} /PHO 03/ aus.

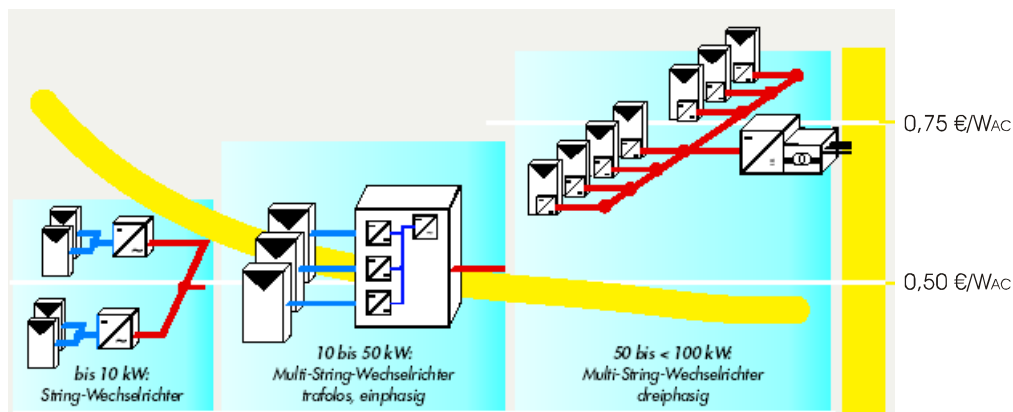


Abbildung 3-5: String-Wechselrichter-Konzepte und Preisklassen /SMA 00/

3.3.5 Bestimmungen zum Netzparallelbetrieb

Das örtliche Energieversorgungsunternehmen trägt die Verantwortung für die Einhaltung der vorgeschriebenen Grenzwerte für Spannung und Frequenz. Daher müssen Wechselrichter, die in das Niederspannungsnetz einspeisen, bestimmte Kriterien erfüllen (DIN VDE 0126).

Es wird entweder eine „jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion und dreiphasiger Unterspannungsüberwachung“ oder bei einphasiger Einspeisung bis 4,6 kVA (5 kW bei Photovoltaik) eine ENS (Einrichtung zur Netzüberwachung mit jeweils zugeordnetem Schaltorgan in Reihe) benötigt /VDE 98/.

Bei der ENS handelt es sich um eine Sicherheitseinrichtung, die aus der Eigenenerzeugungsanlage heraus die Netzimpedanz misst, einen Impedanzsprung bei einem Netzausfall oder einer Netzabschaltung sicher erkennt und die Eigenenerzeugungsanlage vom Netz nimmt. Die geforderte Sicherheit wird durch eine redundante Auslegung erreicht.

Dazu muss ein Wechselrichter mit ENS folgende Kriterien erfüllen:

- Netzüberwachung über min. 20 s vor der Netzaufschaltung
- Max. kapazitiver Ableitstrom von 60 mA/kVA
- Freischaltung innerhalb 0,2 s wenn:
 - Netzspannung nicht im Bereich von -15% bis $+10\%$ der Netzspannung UN liegt.
 - Netzfrequenz nicht im Bereich von $\pm 0,2$ Hz um die Netzfrequenz f_N liegt. Die Frequenzüberwachung muss in einem Bereich um -30% bis $+15\%$ der Netzspannung u_N funktionieren.
- bei Gleichstromeinspeisung von ≥ 1 A

3.3.6 Marktübersicht

Viele kleinere und größere Firmen bieten heute Wechselrichter im Leistungsbereich bis 10 kW an, die ursprünglich meist für den Einsatz in PV-Anlagen konzipiert wurden.

- ACE Ingenieur GmbH, Gummersbach
- ASP Advanced Solar Products AG, Laupen (SZ)
- Aixcon Elektrotechnik GmbH, Stollberg
- Dorfmüller Solaranlagen GmbH, Kernen im Remstal
- EAI Elektro- und Automatisierungstechnik GmbH, Ilsenburg
- Excendis Renewable Energy B.V., Ede (NL)
- Fronius Int. GmbH, Meisungen
- G & H Elektronik GmbH, Neuburg am Inn
- Kaco Gerätetechnik GmbH, Neckarsulm
- Mastervolt BV, Amsterdam (NL)
- NKF Electronics, Gouda (NL)
- Pairan Elektronik GmbH, Göttingen
- Philips Lighting B.V. – Solar, Eindhoven (NL)
- Siemens AG, Fürth
- Skytron Regen. Energietechnik, Berlin
- SMA Regelsysteme GmbH, Niestetal
- Solar-Fabrik AG, Freiburg
- Solar Konzept, Bergisch Gladbach
- Solon AG, Berlin
- Sputnik Engineering AG / GmbH, Stockach
- Sun Power Solartechnik GmbH, Bad Vilbel
- Sunways AG, Vertrieb über MHH Solartechnik GmbH, Tübingen
- UfE GmbH, Rostock
- Würth Solergy, Marbach
- AC- SOLAR POWER, Hamburg

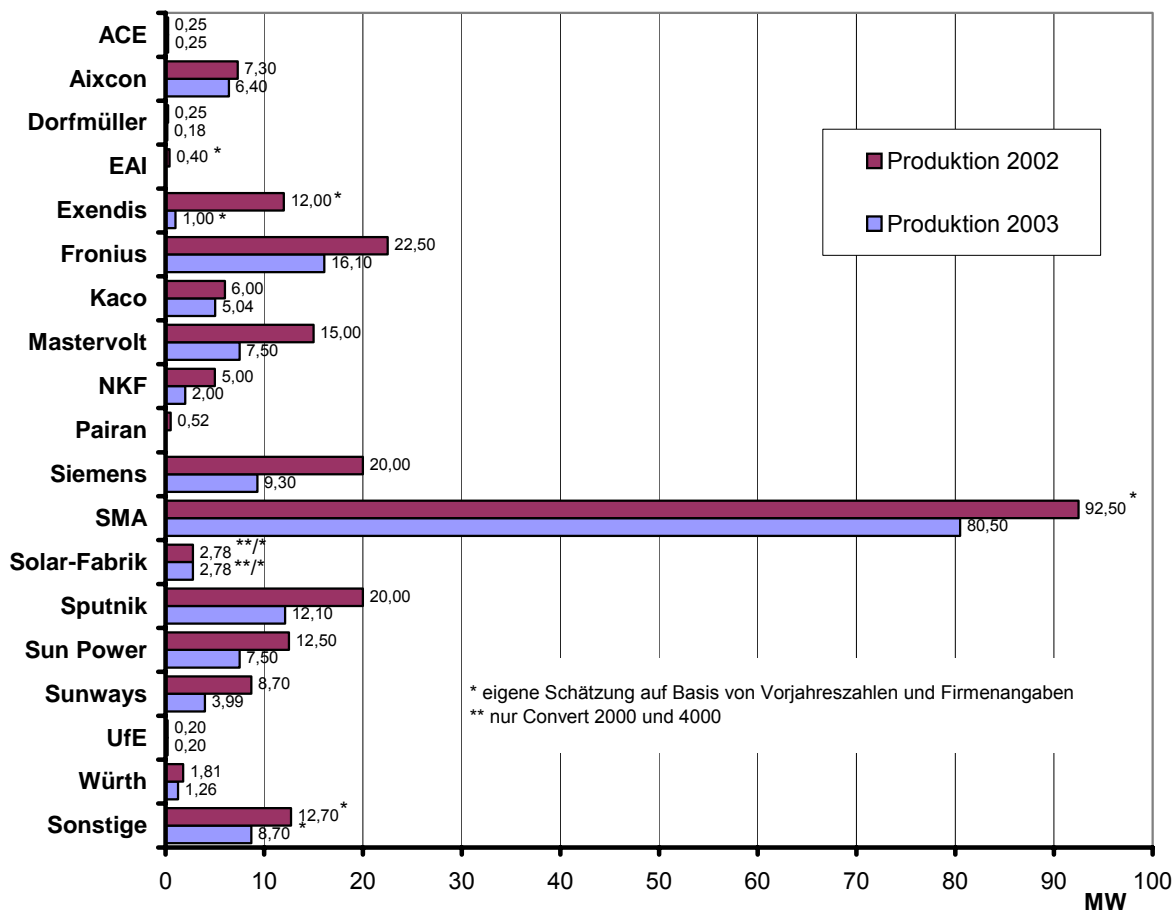


Abbildung 3-6: Marktanteile der Hersteller von Wechselrichtern in Deutschland /PHO 03/

3.3.7 Entwicklungsschwerpunkte

Derzeit konzentrieren sich die Entwicklungen zum einen auf eine weitere Kostenreduktion durch rationellere Herstellungsverfahren (höhere Stückzahlen/Automatisierung), zum anderen auf die Verbesserung der Wirkungsgrade – insbesondere im Teillastbereich – und die Entwicklung von modularen Systemen, die nach dem Baukastenprinzip erweitert werden können.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die WR-Lebensdauer. Heutige Systeme haben unter Praxisbedingungen (Hitzestau) häufig relativ kurze Standzeiten von ca. fünf Jahren. Die Standard-Garantie bei WR beträgt zwei Jahre. Einige Hersteller haben die Lebensdauer ihrer WR bereits deutlich verbessert und bieten fünf bis zehn Jahre Garantie (z.B. Exendis bietet ab 2005 zehn Jahre Garantie).

4 Berechnung der Netzzrückwirkungen

4.1 Allgemeines

Um die Auswirkungen der dezentralen Einspeisung auf das öffentliche Netz zu ermitteln, wurde von der Lechwerke AG mit dem Netzplanungstool SINICAL eine detaillierte Netzsimulation des elektrischen Niederspannungsnetzes durchgeführt. Grundlage hierfür stellen die Erzeugungslastgänge der BZA zusammen mit standardisierten Bedarfs-Ganglinien des Verbandes der Netzbetreiber (VdN) dar (siehe Abbildung 2-9). Hierbei wurden die Spannungshaltung an Leitungsenden, die Leistungsflüsse an relevanten Netzknotenpunkten (Netzpläne siehe Anhang A) sowie resultierende Jahresenergien untersucht.

Um den Aufwand für die Netzsimulation zu verringern wurde aus den Ergebnissen der vorangegangenen Simulation der Bedarfsdeckung im Gebäude typische Tage ausgewählt.

Definition von Referenztagen

Für die Festlegung von Referenztagen wird auf die in /MUE 02/ definierten Tagtypen zurückgegriffen.

Aus dem Testreferenzjahr 8 (TRY 8 für München, Augsburg) wurden auf statistischem Wege charakteristische Tage ermittelt, welche die verschiedenen Jahreszeiten mit ihren zugehörigen meteorologischen Bedingungen repräsentieren. Dabei wird zur Unterscheidung die Tagesmitteltemperatur als Merkmal verwendet. Die Einteilung erfolgt in Winter-, Übergangs- und Sommertage, wobei hier noch eine Unterscheidung in heitere (Bewölkungsgrad $B < 0,8$) und trübe ($B \geq 0,8$) Tage getroffen wird. Ein Wintertag zeichnet sich durch eine Tagesmitteltemperatur unter 5 °C aus, bei Übergangstagen liegt die Tagesmitteltemperatur zwischen 5 und 15 °C und an Sommertagen über 15 °C .

Die Analyse des TRY 8 nach den genannten Kriterien führt zu folgendem Ergebnis:

- an 140 Tagen liegt die Tagesmitteltemperatur unter 5 °C , davon sind 67 Tage heiter mit einer Durchschnittstemperatur von $-0,59\text{ °C}$ und 73 trüb mit einer Durchschnittstemperatur von $0,77\text{ °C}$;
- an 139 Tagen liegt die Tagesmitteltemperatur zwischen 5 und 15 °C , davon sind 70 Tage heiter mit einer Durchschnittstemperatur von $10,82\text{ °C}$ und 69 trüb mit einer Durchschnittstemperatur von $9,23\text{ °C}$;
- an 86 Tagen liegt die Tagesmitteltemperatur über 15 °C , davon sind 67 Tage heiter mit einer Durchschnittstemperatur von $18,45\text{ °C}$ und 19 trüb mit einer Durchschnittstemperatur von $17,07\text{ °C}$.

Basierend auf dieser statistischen Auswertung werden die in **Tabelle 4-1** dargestellten Referenztage ausgewählt:

Tabelle 4-1: Referenztage aus dem Testreferenzjahr 8

Referenztage	Charakteristik	Durchschnittstemperatur
Wintertag 1	bewölkt	0,77 °C
Wintertag 2	sonnig	-0,59 °C
Übergangstag 1	bewölkt	9,23 °C
Übergangstag 2	sonnig	10,82 °C
Sommertag 1	bewölkt	17,07 °C
Sommertag 2	sonnig	18,45 °C

Für die Untersuchung wurden die Häuser einer geplanten Siedlung in vier verschiedene Häusertypen mit spezifischen Verbrauchs- und Erzeugungsganglinien eingeteilt. Die Anzahl der Häuser je Häusertyp zeigt **Tabelle 4-2**.

Tabelle 4-2: Verwendete Häusertypen

Häusertyp	Abkürzung	Anzahl
Einfamilieckhaus	EFH-Eck	40
Einfamilienmittelhaus	EFH-Mitte	31
Freistehendes Einfamilienhaus	EFH-Frei	47
Mehrfamilienhaus mit 6 Wohneinheiten	MFH (6 WE)	3

Es sind keine elektrischen Wärmeerzeuger wie Durchlauferhitzer oder Nachtspeicherheizungen in den Haushalten vorhanden, die Herde werden jedoch elektrisch betrieben.

4.2 Ganglinien der Verbraucher und der Brennstoffzellen

Für die Ganglinien der Verbraucher und die Erzeugung der Brennstoffzellen werden repräsentative Referenztage verwendet (**Tabelle 4-3**).

Tabelle 4-3: Ausgewählte Referenztage für die Nachbildung der Ganglinien

	Wochentag	Samstag	Sonntag
	22:00 h – 21:45 h	22:00 h – 21:45 h	22:00h – 21:45 h
Winter	13.1.-14.1.	7.1.-8.1.	15.1.-16.1.
Sommer	9.8.-10.8.	29.7.-30.7.	6.8.-7.8.
Übergangszeit	27.4.-28.4.	22.4.-23.4.	23.4.-24.4.

Die elektrischen Lasten sind entsprechend den standardisierten Ganglinien vom Verband der Netzbetreiber (VdN) nachgebildet, die Erzeugungsprofile der Brennstoffzellen wurden von der FfE auf der Basis des Wärmebedarfs der Häuser erstellt.

Mit diesen festgelegten Ganglinien und der Anzahl der Tage je Referenzzeitraum (**Tabelle 4-4**) kann nun der Gesamtjahresbedarf bzw. die -erzeugung ermittelt werden.

Tabelle 4-4: Aufteilung eines Jahres auf die Zeiträume bzw. Typtage

Jahreszeit	Zeitraum	Anzahl Tage		
		Wochentag	Samstag	Sonntag
Winter	1.11. - 20.3.	102	19	19
Übergang	21.3. - 14.5. 15.9. - 31.10.	73	15	15
Sommer	15.5. - 14.9.	86	18	18

4.3 Nachbildung des Netzes

Das Netz ist entsprechend Bild A-2 (im Anhang) in Netzgebiete aufgeteilt. Die einzelnen Gebiete, die aus jeweils einem zusammenhängenden Strang bestehen, sind entsprechend ihrer verwendeten Leitungs- und Knotenfarbe wie in **Tabelle 4-5** benannt.

Tabelle 4-5: Netzgebiete und Kodierung

Netzgebiet	Farbkodierung der Leitung und Knoten	siehe Bild
20-kV-Netz	Rot	Bild A-2: Gesamtnetz mit Brennstoffzellen
Netzgebiet „Blau“	Blau	Bild A-3: Netzgebiet „Blau“
Netzgebiet „Grün“	Grün	Bild A-4: Netzgebiet „Grün“
Netzgebiet „Indigo“	Indigo	Bild A-5: Netzgebiet „Indigo“
Netzgebiet „Light Blue“	Light Blue	Bild A-6: Netzgebiet „Light Blue“
Netzgebiet „Light Orange“	Light Orange	Bild A-7: Netzgebiet „Light Orange“
Netzgebiet „Violett“	Violett	Bild A-8: Netzgebiet „Violett“

Das Leitungsstück, das von der Einspeisung wegführt, ist mit dem Präfix „Einspeisung“ gekennzeichnet, z.B. Einspeisung Grün, der letzte Knoten im Strang ist „Leitungsende“ genannt, z.B. Leitungsende Blau Süd.

4.4 Auswertung Brennstoffzellenanlagen

4.4.1 Spannungshaltung

Der Einsatz und die wärmegeführte Betriebsart der Brennstoffzellen führen zu keiner Beeinträchtigung in der Spannungshaltung. Die in DIN EN 50160 aufgestellten Grenzwerte mit +6 % und -10 % für das Spannungsband im Niederspannungsnetz werden eingehalten. Am Beispiel des Spannungsverlaufs an einem Winterwochentag am Netzknoten „Leitungsende Blau Nord“ (Bild A-3) mit und ohne installierten Brennstoffzellen

(**Abbildung 4-1**) ist sowohl der tageszeitabhängige Zusammenhang zwischen Spannung und Erzeugung als auch der spannungssteigernde Effekt der Brennstoffzellen ersichtlich.

So hebt die Einspeisung der überschüssigen elektrischen Energie in das Niederspannungsnetz ab 6:00 h die Spannung dort auf über 401 V an. Auch in der Schwachlastzeit in der Nacht mit reduzierter Brennstoffzellenleistung wirkt sich der Betrieb spannungsstützend aus.

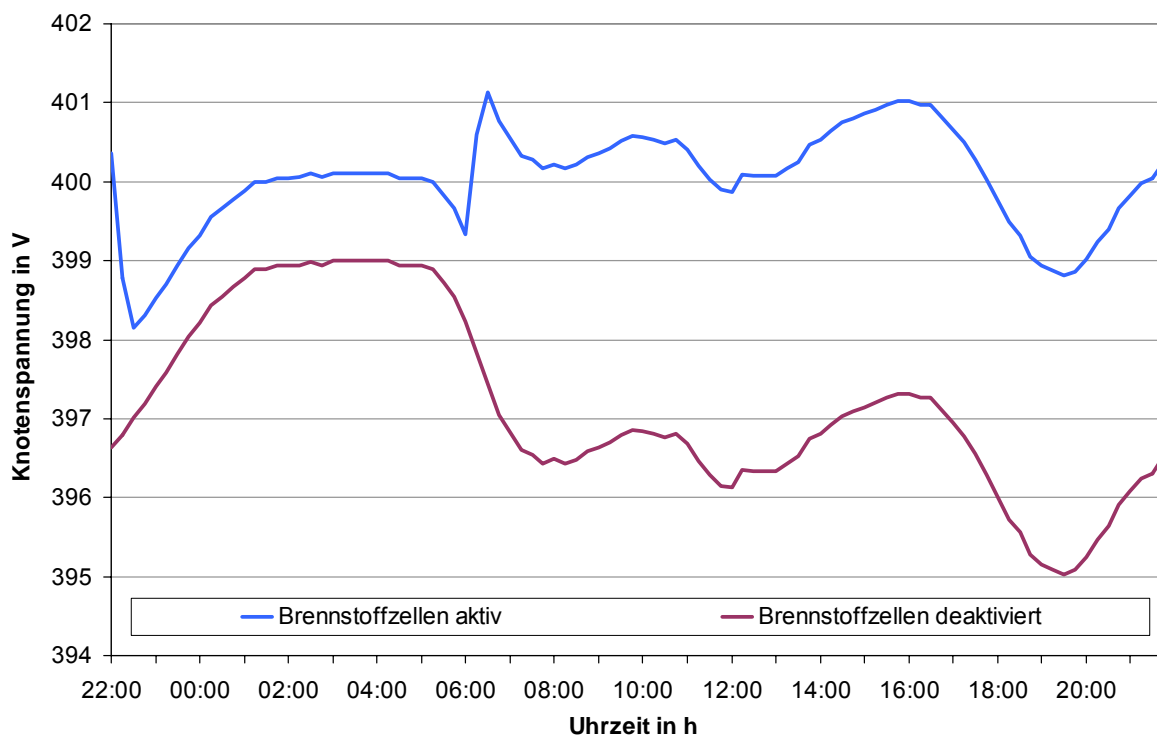


Abbildung 4-1: Spannungsverlauf am Netzknoten „Leitungsende Blau Nord“ während eines Winterwochentags

Ein Vergleich der Spannungsbänder, die während eines Referenztages bei Betrieb mit und ohne Brennstoffzelle auftreten, zeigt, dass die Differenz zwischen minimal und maximal auftretender Spannung im Netz von 6,5 V auf 6,7 V zunimmt (**Abbildung 4-2a** und **Abbildung 4-2b**). Ebenso ändert sich der Referenztag mit der niedrigsten auftretenden Knotenspannung im Netz von „Winter Sonntag“ mit 393,5 V durch den Betrieb der Brennstoffzellen zu „Übergang Sonntag“. Die Übergangszeit ist nun die Zeitperiode mit den niedrigsten Knotenspannungen.

Diese minimal auftretende Spannung ergibt sich am Netzknoten „Leitungsende Blau Süd“ an einem Sonntag zur Übergangszeit um 11:45 h mit 396,2 V. Die maximal auftretende Spannung tritt ebenfalls an „Leitungsende Blau Süd“ auf, um 07:00 h an einem Winter Sonntag mit 403,0 V.

Die maximalen Spannungserhöhungen treten zur Winterperiode auf, da hier sämtliche Brennstoffzellen maximale Leistungsabgabe fahren.

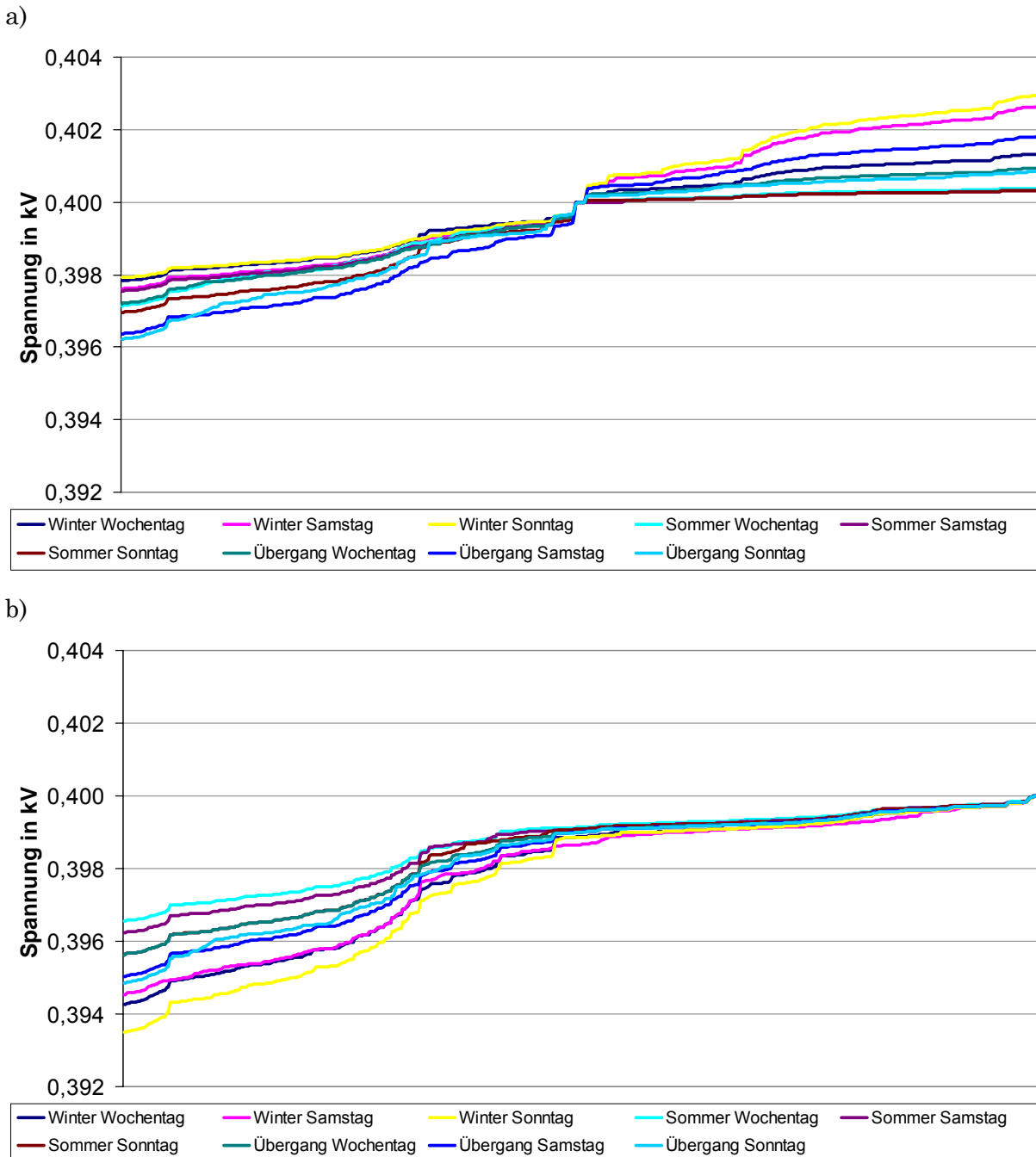


Abbildung 4-2 Spannungsverlauf (aufsteigend sortiert) aller Netzknoten für die verschiedenen Typtage
 a) mit Brennstoffzellenbetrieb
 b) ohne Brennstoffzellenbetrieb

Die explizit an den einzelnen Netzendknoten auftretenden Spannungsbänder zeigen **Abbildung 4-3a** und **Abbildung 4-3b**. Dabei zeigt sich, dass die Spannungsdifferenz im Allgemeinen durch die Brennstoffzellen größer wird. **Tabelle 4-6** zeigt die maximale an einem Netzknoten während eines Tages auftretende Spannungsdifferenz.

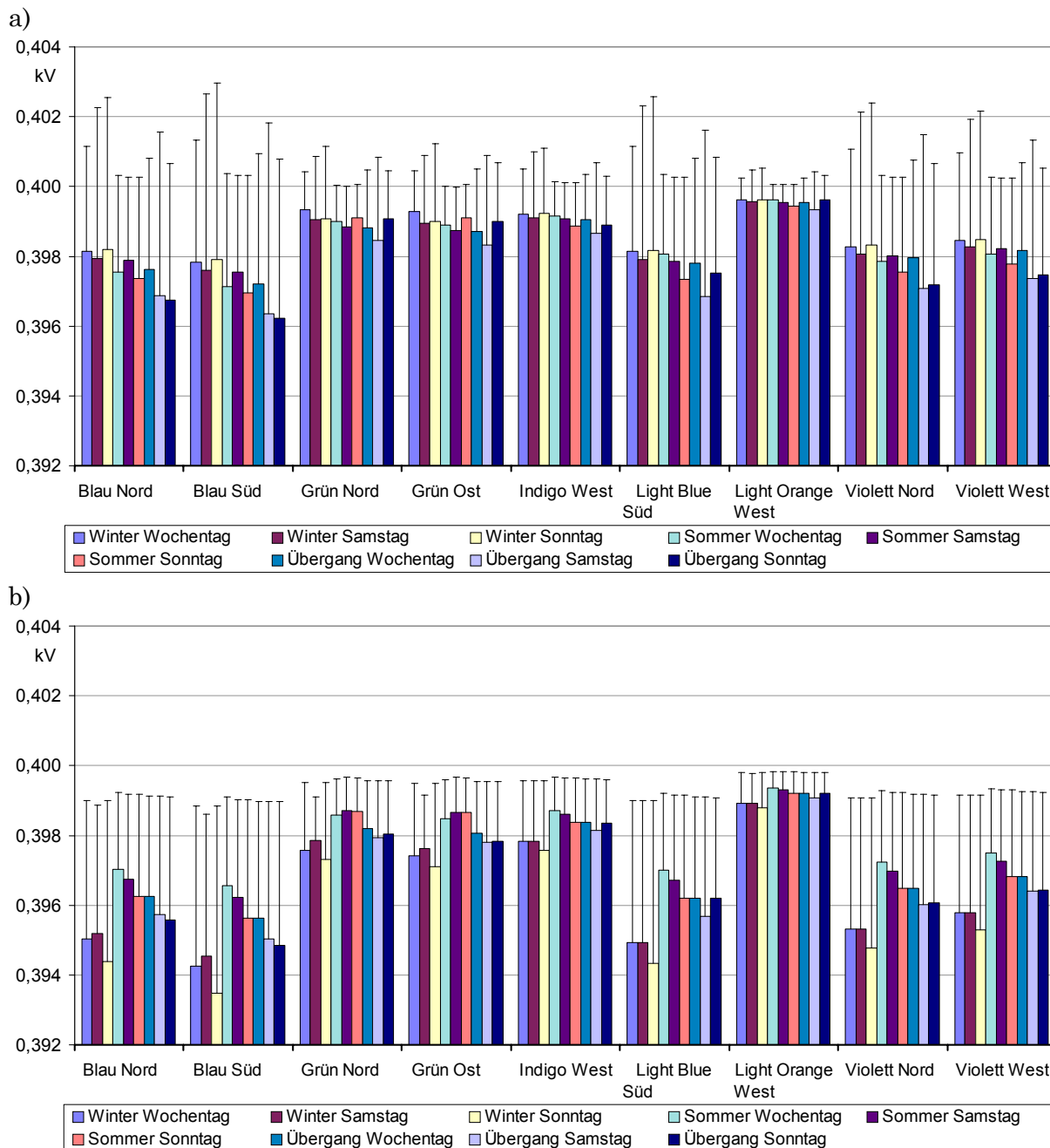


Abbildung 4-3: Spannungsband der Leitungsendknoten
 a) mit Brennstoffzellenbetrieb
 b) ohne Brennstoffzellenbetrieb.

Tabelle 4-6: Maximale Spannungsdifferenz an den Leitungsendknoten während eines Tages

	Winter			Sommer			Übergang		
	Wochen- tag	Sams- tag	Sonn- tag	Wochen- tag	Sams- tag	Sonn- tag	Wochen- tag	Sams- tag	Sonn- tag
Betrieb mit BZA	3,5 V	5,0 V	5,0 V	3,2 V	2,8 V	3,4 V	3,7 V	5,5 V	4,6 V
Betrieb ohne BZA	4,6 V	4,1 V	5,4 V	2,5 V	2,8 V	3,4 V	3,3 V	3,9 V	4,1 V

4.4.2 Leistungsbilanz und Einspeisevergütung

Die Brennstoffzellen werden wärmegeführt betrieben, es wird somit nur dann Strom erzeugt, wenn im Haus der entsprechende Wärmebedarf vorhanden ist. Der dabei erzeugte Strom wird zur Abdeckung des im Haus anfallenden Bedarfs eingesetzt. Defizitmengen werden durch das öffentliche Stromnetz gedeckt, anfallende Überschussmengen werden eingespeist und gemäß dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) vergütet. Die Vergütung setzt sich dabei entsprechend **Tabelle 4-7** zusammen.

Tabelle 4-7: Vergütung nach KWKG für KWKG-Anlagen <50 kW

Grundvergütung	Vermiedene Netznutzung	Gesetzlicher Zuschlag	Gesamtvergütung
2,45 Ct/kWh	0,86 Ct/kWh	5,11 Ct/kWh	8,42 Ct/kWh

Der Jahresbedarf an elektrischer Energie der einzelnen Häusertypen ermittelt sich aus den in Tabelle 4-3 genannten Ganglinien, die entsprechend der in Tabelle 4-4 festgelegten Zeiträume angewendet werden.

Damit ergibt sich ein Jahresbedarf an elektrischer Energie für die einzelnen Häusertypen entsprechend **Tabelle 4-8**. Die entstehenden Stromkosten errechnen sich mit einem Nettostrompreis von 12,62 Ct/kWh.

Tabelle 4-8: Jahresbedarf und Kosten an Elektrizität

Haus typ	Bedarf je Haus und Jahr	Kosten je Haus und Jahr
EFH-Frei	5.837 kWh	736,70 €
EFH-Eck	5.843 kWh	727,40 €
EFH-Mitte	5.843 kWh	727,40 €
MFH	27.131 kWh	3.424,00 €

Durch den Betrieb der Brennstoffzelle reduziert sich der aus dem Netz zu deckende Jahresbedarf um den in **Tabelle 4-9** angegebenen Eigenverbrauch. Dieser errechnet sich aus der Gesamterzeugung minus des ins Netz eingespeisten Überschusses.

Tabelle 4-9: Jahreserzeugung der Brennstoffzelle und Überschusseinspeisung

Gebäudetyp	Erzeugung Brennstoffzelle		Bedarfsdeckung aus allgemeinem Netz
	Überschuss-einspeisung	Eigenverbrauch	
EFH-Frei	393 kWh	4.259 kWh	1.579 kWh
EFH-Eck	388 kWh	4.011 kWh	1.832 kWh
EFH-Mitte	353 kWh	4.009 kWh	1.834 kWh
MFH	1.460 kWh	17.695 kWh	9.436 kWh
Summe Netzgebiet	49.277 kWh	537.967 kWh	232.638 kWh

Die vom Netz zu beziehende Strommenge zur Defizitdeckung reduziert sich so um ca. 65 bis 73 % (**Tabelle 4-10**).

Tabelle 4-10: Verbrauchs- und Erzeugungswerte bei Betrieb mit Brennstoffzelle je Haustyp

Haustyp	Strombezug je Haus (Defizitdeckung) Absolutwert	% vom Gesamt- verbrauch	Kosten für Strombezug	Vergütung für Einspeisung
EFH-Frei	1.579 kWh	27 %	199,22 €	33,06 €
EFH-Eck	1.832 kWh	31 %	231,22 €	32,64 €
EFH-Mitte	1.834 kWh	31 %	231,44 €	29,71 €
MFH	9.436 kWh	35 %	1.190,85 €	122,90 €

Tabelle 4-11 zeigt die Werte für das gesamte Versorgungsgebiet. Für die Versorgung der 121 Häuser ergibt sich somit aus Sicht des Energieversorgers eine Mindereinnahme von etwa 64.633 €, dies entspricht einer Reduktion um 66 %.

Tabelle 4-11: Auswirkung auf den Stromverkauf

	Kosten bei Betrieb ohne Brennstoffzellen	Kosten bei Betrieb mit Brennstoffzellen	
		Verbrauch	Einspeisung
Jahresbezug	770,6 MWh	232,6 MWh	-49,3 MWh
Kosten für Strombezug bzw. Vergütung für Einspeisung	97.250 €	29.359 €	-4.149 €
Summe	97.250 €	25.210 €	

4.4.3 Netzverluste

Durch den verminderten Transport von elektrischer Energie verringern sich die Netzverluste durch den Betrieb der Brennstoffzellen sowohl absolut betrachtet als auch, wegen der verringerten Transportlänge, prozentual zur Gesamtarbeit (**Abbildung 4-4** bzw. **Tabelle 4-12**).

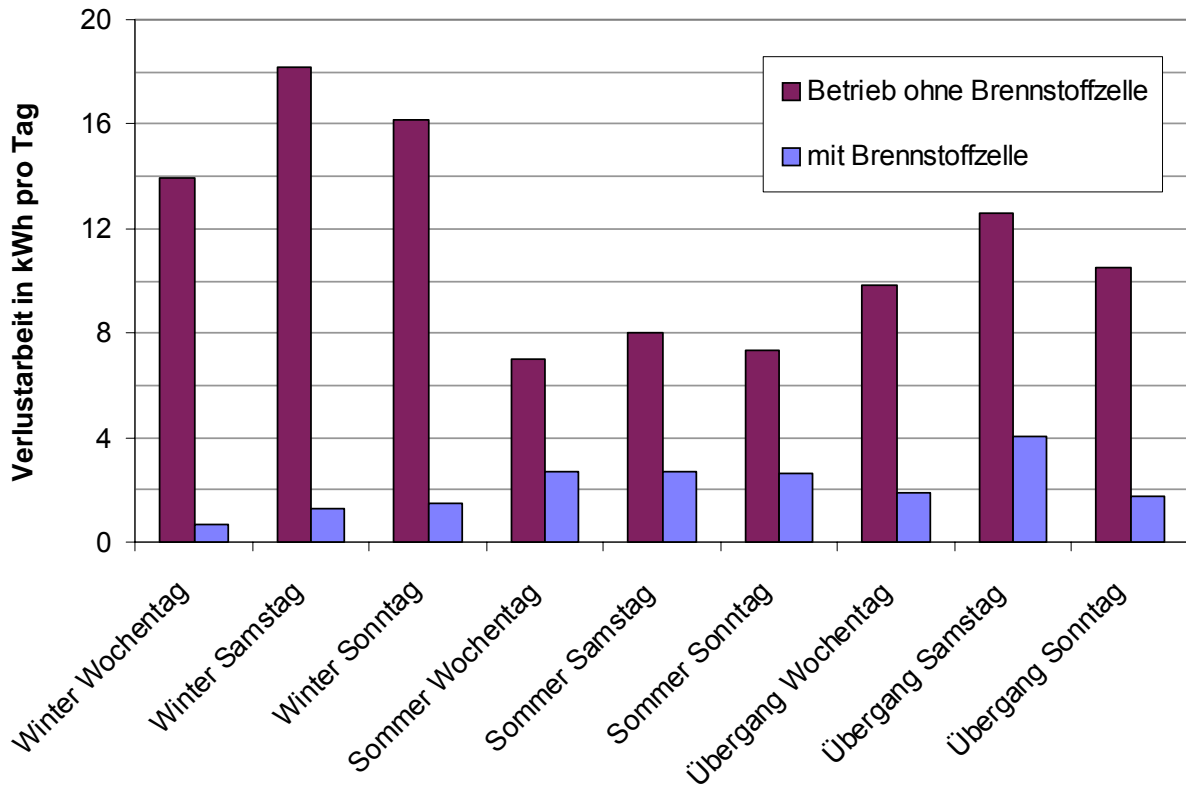


Abbildung 4-4: Verlustrarbeit pro Tag im Gesamtnetz

Tabelle 4-12: Gesamtjahresverlustrarbeit

	Betrieb mit Brennstoffzelle	Betrieb ohne Brennstoffzelle
Gesamtjahresverluste	670 kWh	4.021 kWh
Verlustkosten	3,50 €	201,05 €
Verluste in % vom Jahresverbrauch¹⁾	0,26	0,52

¹⁾ bezogen auf die vom EVU gelieferte Gesamtenergie.

4.4.4 Rückspeisung in das Mittelspannungsnetz

Aus dem Mittelspannungsnetz (MS-Netz) wird insgesamt eine Arbeit von 233 MWh bezogen. Dem gegenüber steht eine Einspeisung aus dem Niederspannungsnetz (NS-Netz) von 49,3 MWh.

Den Verlauf der im gesamten Netz verbrauchten bzw. in das 20 kV-Netz zurückgespeisten elektrischen Leistung zeigt **Abbildung 4-5**. Auffällig ist, dass es bei einer installierten elektrischen Brennstoffzellenleistung von 131,5 kW zu Einspeisespitzen von 91 kW am Winter Sonntag um 7:00 h kommt.

Im Vergleich dazu zeigt **Abbildung 4-6** die Lastkurven bei Betrieb ohne Brennstoffzellen. Die Lastspitze liegt hier bei 200 kW, die minimale Last bei knapp 30 kW. Die Benutzungsdauer beträgt 3.800 h.

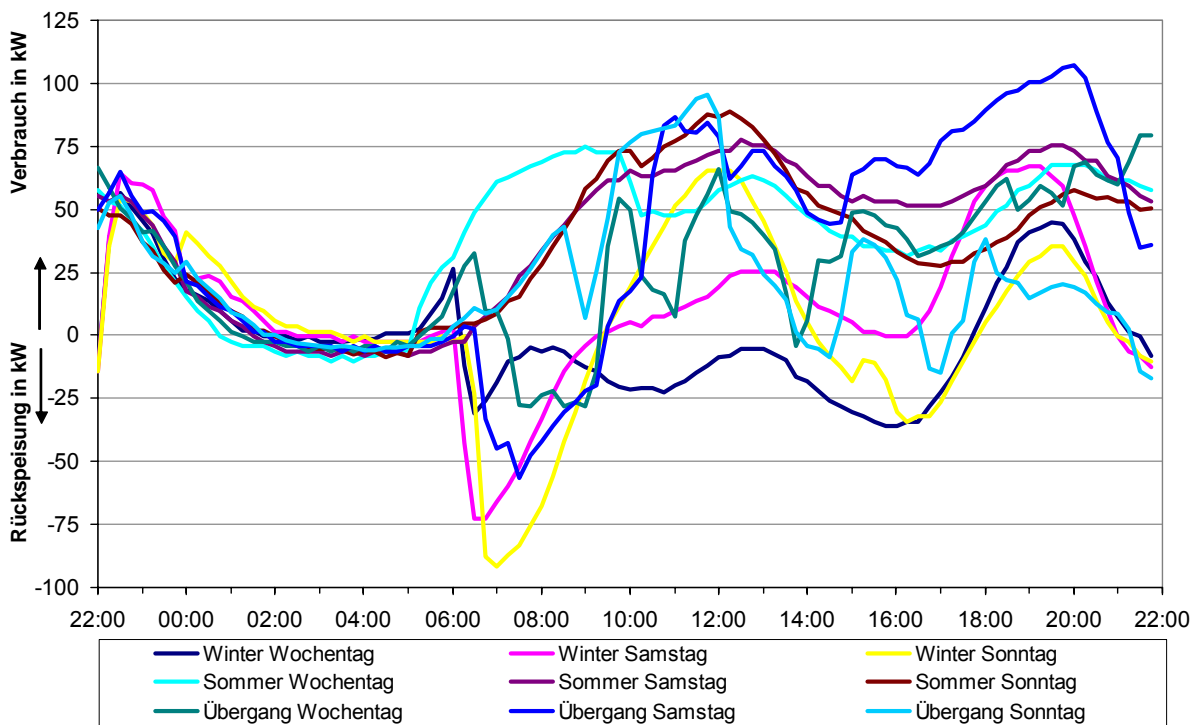


Abbildung 4-5: Verbrauch bzw. Rückspeisung des Gesamtnetzes für die einzelnen Referenztage

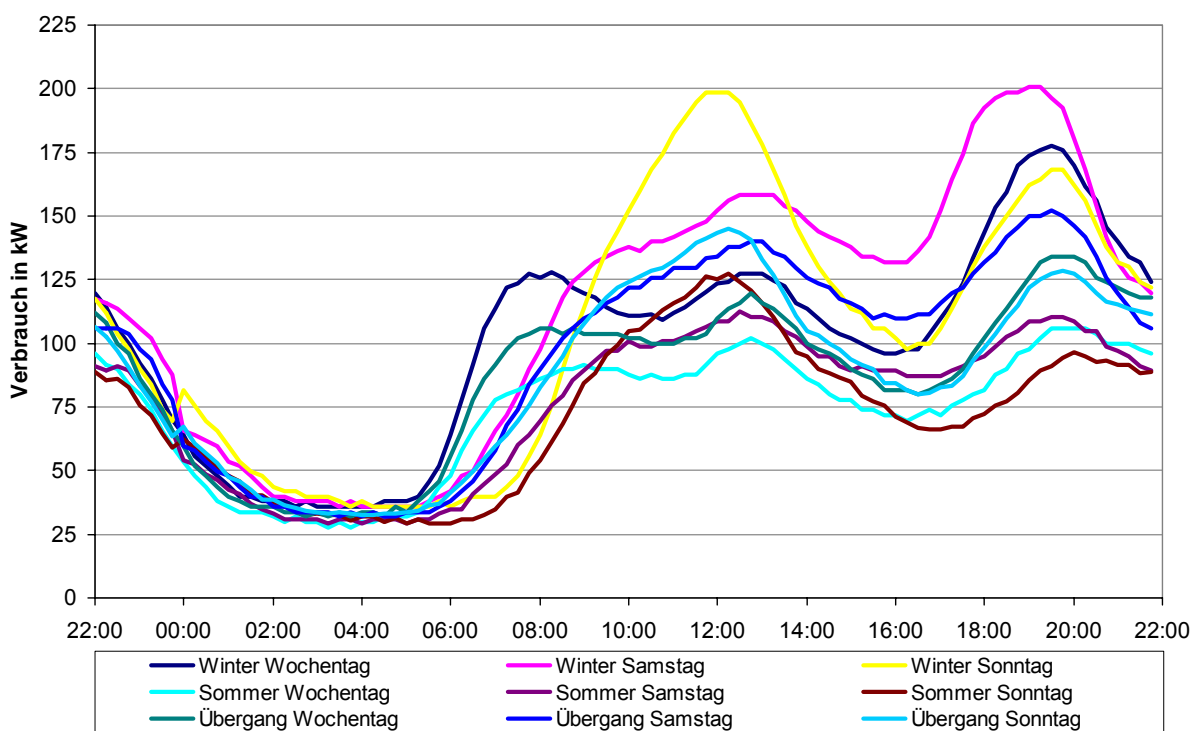


Abbildung 4-6: Verbrauch des Gesamtnetzes für die einzelnen Referenztage bei Betrieb ohne Brennstoffzellen

Die höchste Verbrauchslast tritt in der Übergangszeit an einem Samstag mit 107 kW auf (**Tabelle 4-13**). Damit ergibt sich eine Benutzungsdauer von $(232,6 \text{ MWh} / 107 \text{ kW} = 2.173 \text{ h})$. Die höchste Menge an in das MS-Netz zurückgespeister Energie tritt an einem

Wintertag auf, während der höchste Verbrauch an einem Sommertag auftritt (Tabelle 4-14).

Tabelle 4-13: Maximale Bezugs- bzw. Einspeiseleistung

	Winter	Sommer	Übergang
Verbrauch	67 kW	88 kW	107 kW
Einspeisung	-91 kW	-10 kW	-56 kW

Tabelle 4-14: Maximaler Tagesbezug- bzw. -rückspeisung

	Winter	Sommer	Übergang
Verbrauch	403 kWh	995 kWh	993 kWh
Einspeisung	-248 kWh	-29 kWh	-118 kWh

4.5 Auswertung Blockheizkraftwerk

4.5.1 Spannungshaltung

Der Einsatz des zentralen BHKWs hat keinen Einfluss auf die minimalen Spannungen an den Leitungsenden. Es stellen sich dort die gleichen Werte wie bei dem Zustand „Betrieb ohne Brennstoffzelle“ ein. Das BHKW hebt jedoch durch seinen Lastfluss das Potenzial an der Übergabesammelschiene (s. Anhang A) an bzw. verringert den Spannungsfall über den Transformator. Dadurch nehmen einige Knoten in der Umgebung ebenfalls ein höheres Potenzial an.

Den höchsten Wert erreicht erwartungsgemäß der Anschlusspunkt des BHKWs mit 409 V. Dies entspricht einer Spannungsanhebung um 2,25 % und liegt somit ebenfalls noch im Toleranzband.

4.5.2 Leistungsbilanz und Einspeisevergütung

Die Wohneinheiten beziehen in dieser Variante ihren vollständigen Strombedarf über das EVU-Netz. Die vom BHKW erzeugte elektrische Energie wird vollständig in das Netz eingespeist und nach KWK-Gesetz vergütet.

Tabelle 4-15: Vergütung nach KWK-G für Anlagen >50 kW und <2 MW

Grundvergütung	Vermiedene Netznutzung	Gesetzlicher Zuschlag	Gesamtvergütung
2,45 Ct/kWh	0,86 Ct/kWh	2,40 Ct/kWh ¹⁾	5,71 Ct/kWh

¹⁾ gesetzlicher Zuschlag für das Jahr 2004

Die Gesamtjahreserzeugung beträgt nach der an der FfE durchgeführten Jahres-simulation 1.092 MWh. Dies entspricht einer Vergütung nach KWK-G (Tabelle 4-15)

von 62.360 €. Werden wie bei den Brennstoffzellen die Typtage für das ganze Jahr zu Grunde gelegt, so ergeben sich eine Gesamtjahreserzeugung vom 1.043 MWh und eine Vergütung von 59.558 €. Der relative Fehler zwischen den beiden Erzeugungswerten beträgt 4,5 %. Dies zeigt, dass eine vereinfachte Betrachtung eines Jahreszeitraums durch Typtage mit dem daraus resultierenden Fehler in tolerierbaren Grenzen liegt.

4.5.3 Netzverluste

Der Einsatz des BHKWs vergrößert die Netzverluste trotz des parallelen Anschlusskabels erheblich (**Abbildung 4-7** bzw. **Tabelle 4-12**). Dies sind hauptsächlich Verluste auf der Anschlussleitung des BHKWs. Hier wäre der Einsatz eines Kabels mit größerem Querschnitt als das verwendete 150 mm², das zurzeit der maximale Standardquerschnitt bei LEW ist, anzudenken.

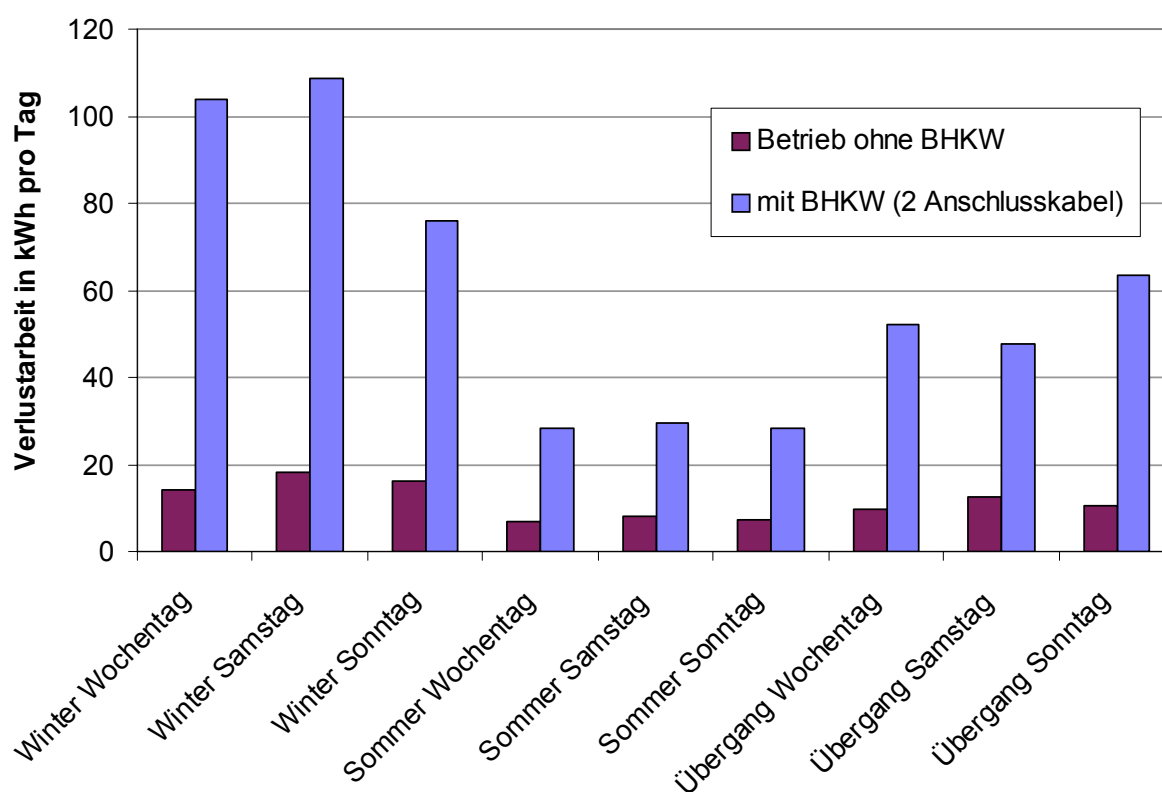


Abbildung 4-7: Verlustarbeit pro Tag im Gesamtnetz

Tabelle 4-16. Gesamtjahresverlustarbeit

	Betrieb mit BHKW 1 Anschlusskabel	Betrieb mit BHKW 2 Anschlusskabel	Betrieb ohne BHKW
Gesamtjahresverluste	40.309 kWh	23.030 kWh	4.021 kWh
Verlustkosten	2.015,45 €	1.151,50 €	201,05 €
Verluste in % vom Jahresverbrauch (*)	3,9 ^(*)	2,2 ¹⁾	0,52 ²⁾

¹⁾ bezogen auf die vom BHKW gelieferte Gesamtenergie von 1.043 MWh.

²⁾ bezogen auf die vom Netz gelieferte Gesamtenergie von 773,3 MWh.

4.5.4 Rückspeisung in das Mittelspannungsnetz

Aus dem übergeordneten Mittelspannungsnetz (MS-Netz) wird insgesamt eine Arbeit von 141,9 MWh bezogen. Demgegenüber steht eine Rückspeisung des BHKWs in das MS-Netz von 389,9 MWh.

Den Verlauf der im gesamten Netz verbrauchten bzw. in das MS-Netz zurück gespeisten elektrischen Leistung zeigt **Abbildung 4-8**. Deutlich ist auch die getaktete Betriebsweise des Gasmotors zu erkennen. Lediglich im Winter zwischen 5:00 und 23:00 h fährt der Motor kontinuierlich. Dies zeigt auch **Abbildung 4-9** deutlich.

Auffällig ist, dass es bei einer installierten elektrischen Leistung des BHKWs von 208 kW zu Einspeisespitzen von 175 kW um 5:00 h an einem Samstag in der Sommerperiode kommt. Die höchste Verbrauchslast tritt an einem Sommer Sonntag mit 116 kW auf (**Tabelle 4-17**). Für den verbleibenden Strombezug der Siedlung von rund 142 MWh ergibt sich eine Benutzungsdauer von $142 \text{ MWh} / 116 \text{ kW} = 1.224 \text{ h}$.

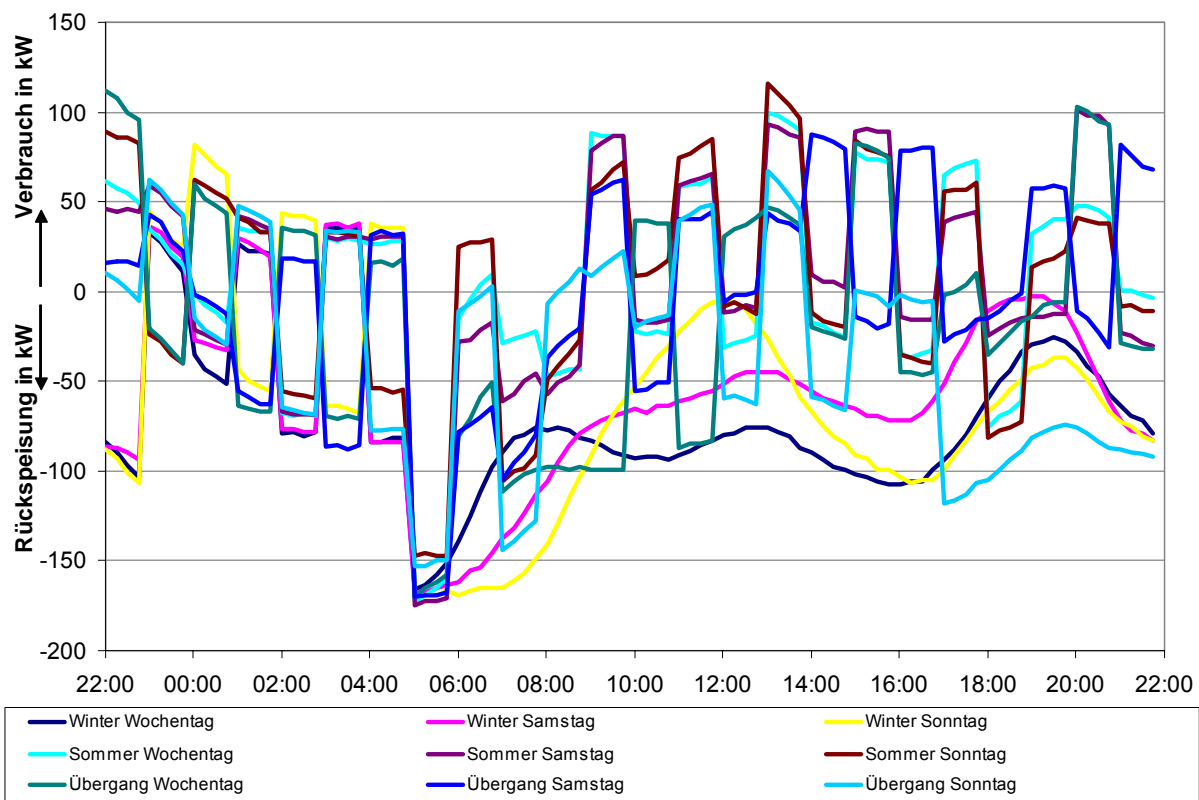


Abbildung 4-8: Verbrauch bzw. Rückspeisung des Gesamtnetzes für die einzelnen Referenztage mit BHKW

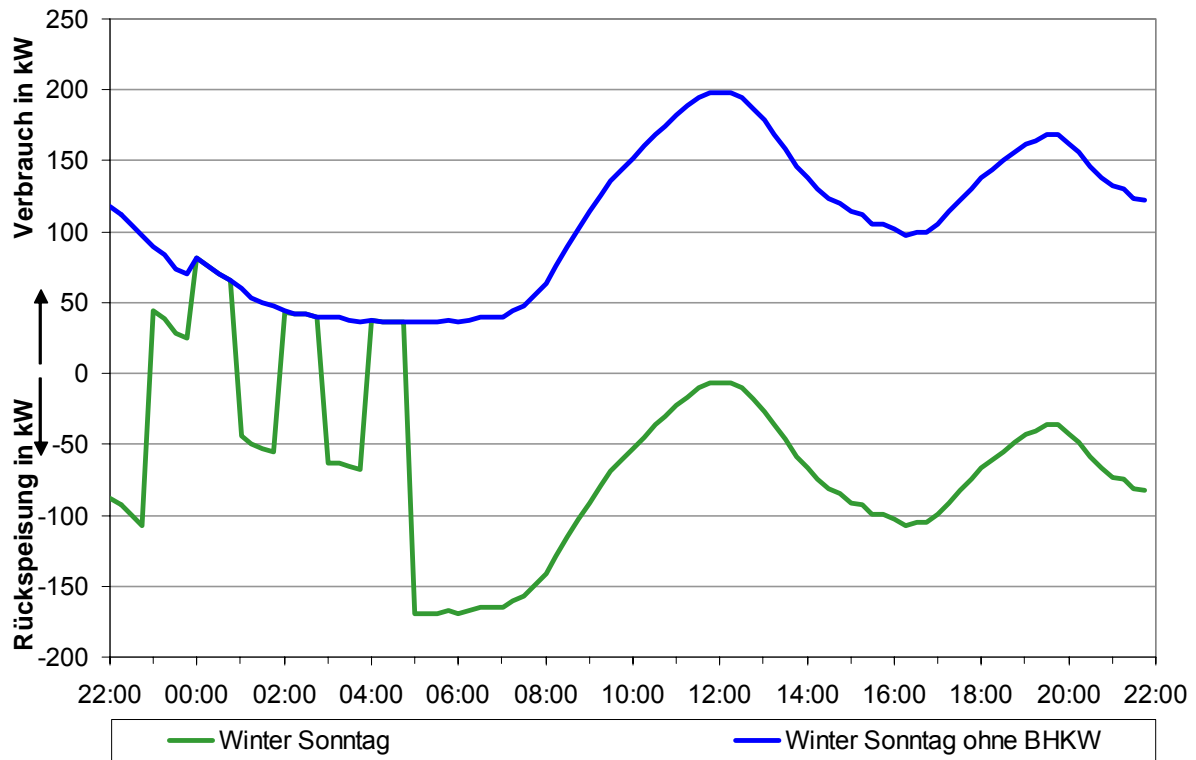


Abbildung 4-9: Verbrauch bzw. Rückspeisung des Gesamtnetzes an einem Winter Sonntag

Tabelle 4-17: Maximale Bezugs- bzw. Einspeiseleistung

	Winter	Sommer	Übergang
Verbrauch	81,7 kW	116 kW	112 kW
Einspeisung	-170 kW	-175 kW	-170 kW

Tabelle 4-18: Maximaler Tagesbezug- bzw. -rückspeisung

	Winter	Sommer	Übergang
Verbrauch	186 kWh	694 kWh	533 kWh
Einspeisung	-1739 kWh	-577 kWh	-915 kWh

4.6 Fazit aus Versorgersicht

Der Einsatz dezentraler Erzeugungssysteme führt in dieser Studie zu einer Reduktion der Netzbelastung um etwa die Hälfte und zu einem Rückgang der gelieferten Energiemenge um etwa zwei Drittel. Die eingesparten Kosten an Elektrizität für ein Haus und Jahr betragen etwa 550 € für ein Einfamilienhaus und etwa 2.300 € für ein Mehrfamilienhaus.

Die Spannungshaltung wird verbessert, da die niedrigsten sich im Netz einstellenden Spannungen größer werden. Die maximale Stromkreislänge kann somit größer angesetzt werden oder ein niedrigerer Kabelquerschnitt verlegt werden. Letzteres ist jedoch aus Standardisierungsgründen und den zu erwartenden geringen Kosteneinsparungen nicht praktikabel.

Der Einsatz eines kleineren Ortsnetztrafos mit den damit verbundenen geringeren Anschaffungskosten wäre eine weitere Einsparmöglichkeit. Der Transformator müsste jedoch so dimensioniert werden, dass er im Falle eines Ausfalls von mehreren Brennstoffzellen die dann auftretende Belastung ohne negative Auswirkungen auf seine Lebensdauer bewältigen kann.

Die auftretenden Spannungserhöhungen liegen im tolerierbaren Bereich. Bei weiterem Zubau von Brennstoffzellen oder dem Einsatz von Zellen mit größerer elektrischer Leistung ist ein negativer Effekt für die Kunden zu erwarten.

Wegen der Rückspeisung von Energie in das MS-Netz ist das Schutzkonzept in der Ortsnetzstation entsprechend anzupassen. Ebenso muss erkannt werden, ob auf einen mittelspannungsseitigen Kurzschluss gespeist wird.

Bezüglich der Umweltbelastung ist eine kumulierte Energiebetrachtung des gesamten Systems Brennstoffzelle (Gaserzeugung, Energieaufwand für die Reformierung etc.) plus Zusatzheizung im Vergleich zur herkömmlichen Wärmeversorgung durch Brennkessel und elektrische Energie aus dem Netz notwendig.

Der Einsatz eines zentralen BHKWs zur Wärmeversorgung in wärmegeführter Betriebsweise bringt ebenfalls keine entscheidenden Vorteile zu baulichen Kosteneinsparungen. Die Leitungsverluste nehmen bedingt durch die hohen Verluste auf der BHKW-Anschlussleitung sehr stark zu. Der Vorteil liegt hier jedoch darin, dass die großen Umsatzeinbußen im Stromumsatz verringert werden können. Contracting-Modelle, bei denen die LEW das BHKW betreibt und die Wärmeversorgung zur Verfügung stellt, wären alternative Geschäftsmodelle.

5 Wirtschaftlichkeitsvergleich

Nach der Prüfung von technischen Auswirkungen der dezentralen Energieversorgung wurde auch die Wirtschaftlichkeit der dezentralen KWK-Anlagen geprüft. Im Bereich der Wohnbebauung ist dafür der Vergleichsmaßstab die siedlungszentrale Versorgung mittels eines Nahwärmenetzes.

Um eine größtmögliche Vergleichbarkeit zu erreichen, wurden folgende Anforderungen an die siedlungszentrale Versorgung gestellt:

- Es sollten nur Erdgas-Anwendungen betrachtet werden, um den Einfluss verschiedener Bezugspreise möglichst gering zu halten.
- Es sollten im ersten Schritt nur bereits etablierte Techniken untersucht werden.

Zusammen mit den dargelegten Dimensionierungskriterien konnten diese Anforderungen nur von motorischen BHKW erfüllt werden, weshalb diese Technik ausgewählt wurde.

5.1 Systembeschreibung

Im Folgenden werden die untersuchten Systeme zur Wärme- und Stromversorgung der betrachteten Siedlung inkl. der jeweiligen Bilanzgrenzen beschrieben und die Merkmale der Varianten in **Tabelle 5-1** dargestellt. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt dabei aus der Sicht eines unabhängigen Contractors, der die einzelnen Objekte der Siedlung mit Wärme aus KWK-Anlagen versorgt und den dabei erzeugten Strom gegen Einspeisevergütung entsprechend dem KWK-Gesetz ins Netz einspeist. Die Stromversorgung der einzelnen Haushalte erfolgt aus dem allgemeinen Netz unabhängig von der betrachteten Variante durch von den Gebäudeeigentümern frei wählbare Versorger.

Tabelle 5-1: Merkmale der Varianten des Wirtschaftlichkeitsvergleichs

	BZA mit Wärme-Contracting	BHKW mit Wärme-Contracting
Wärmeversorgung	100 % aus BZ-System	100 % aus Nahwärmenetz mit BHKW
Stromversorgung	100 % durch Versorger	100 % durch Versorger
KWK-Strom	100 % Einspeisung und Vergütung nach KWK-G	100 % Einspeisung und Vergütung nach KWK-G

Für beide Varianten wird von einer Neubausiedlung ohne vorhandenes Verteilsystem für Erdgas oder Fernwärme ausgegangen, die Kosten für diese Systeme werden daher in den Wirtschaftlichkeitsvergleich der Systeme mit einbezogen.

5.1.1 Variante Brennstoffzellenanlagen mit Wärme-Contracting

Betrachtet wird in diesem Fall eine gebäudebasierte Versorgung mit Wärme durch einen Contractor. In den betrachteten Objekten im Siedlungsgebiet sind Brennstoffzellengeräte installiert, die nach Maßgabe des Contractors, jedoch prinzipiell wärmegeführt

betrieben werden. Die erzeugten Wärmemengen werden dabei im Objekt verbraucht. Die erzeugte Strommenge wird dem Vorversorger gegen KWK-Vergütung zurückgespeist. Die Hausbesitzer beziehen ihren Strom wie gehabt vom Versorger ihrer Wahl.

Kosten

Kostenangaben zu Brennstoffzellenanlagen sind wegen des frühen Entwicklungsstadiums schwer festzulegen. Werte finden sich u.a. in der 2001 erstellten Potenzialanalyse „Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung“ /KRA 01/.

Basierend auf diesen Werten wurden für den Zeitpunkt ihrer Markteinführung die Investitionskosten der Anlagen mit etwa 10.000 € im Einfamilienhaus und 15.000 € im Mehrfamilienhaus abgeschätzt. Die Investitionskosten setzen sich dabei zusammen aus dem Verkaufspreis für die Anlage selbst, zuzüglich aller notwendiger Peripheriegeräte und der Montage.

Über die betriebsbedingten Kosten einer Brennstoffzellenanlage sind bisher noch keine konkreten Angaben bekannt. Gerade zu Beginn der Markteinführung werden sie mit Sicherheit über denen der konventionellen Wärmeerzeugung liegen. Für den Systemvergleich werden die Kosten für Wartung und Instandhaltung um 100 € pro Jahr über denen konventioneller Wärmeerzeuger angenommen.

Die Lebensdauer der Brennstoffzellenanlage wird mit 10 Jahren angesetzt. Allerdings muss in dieser Zeit einmal der Brennstoffzellen-Stack verschleißbedingt ausgewechselt werden /HAN 98/. Die Kosten für den Stackwechsel werden zu 250 €/kW_{el} angesetzt.

Die gesamten Investitionskosten der Variante 1 belaufen sich damit inklusive der Gasleitungen auf 1.289.750 €. Eine Übersicht über die Zusammensetzung der Investitionskosten zeigt **Tabelle 5-2**.

Tabelle 5-2: Investitionskosten der gebäudebasierten Wärmeversorgung

Bezeichnung	Menge	Einheit	Einzelpreis	Gesamtpreis
Brennstoffzellenanlage Einfamilienhaus	118	St	10.000 €	1.180.000 €
Brennstoffzellenanlage Mehrfamilienhaus	3	St	15.000 €	45.000 €
Gasnetz	925	m	70 €	64.750 €
Summe				1.289.750 €

Die Preise für die BZA stellen prognostizierte Markteinführungspreise dar und beinhalten neben der Brennstoffzelle selbst einen Erdgasreformer sowie einen Zusatzwärmeerzeuger für die Spitzenlastdeckung. Berücksichtigt wurde ein Stackwechsel nach 5 bzw. bei den kleinen BZA nach 6 Jahren.

Der Richtpreis von 70 €/m Gasleitung gilt mit der Annahme, dass die Verlegung in Grünflächen stattfindet und keine Fahrbahnerneuerung stattfinden muss.

5.1.2 Variante BHKW mit Wärme-Contracting

Die Investitionskosten der siedlungszentralen Versorgung belaufen sich inklusive aller Netzanbindungen und den entsprechenden Hausübergabestationen auf 777.025 €. Eine Übersicht über die Zusammensetzung der Investitionskosten zeigt **Tabelle 5-3**.

Tabelle 5-3: Investitionskosten der siedlungszentralen Versorgung

Bezeichnung	Menge	Einheit	Einzelpreis	Gesamtpreis
Fernwärme-Leitung	925	m	300 €	277.500 €
3 Fernwärmepumpen	3	St	2.500 €	7.500 €
Hausstation EFH frei	47	St	2.000 €	94.000 €
Hausstation EFH eck	40	St	2.000 €	80.000 €
Hausstation EFH mittel	31	St	2.000 €	62.000 €
Hausstation MFH	3	St	4.000 €	12.000 €
Aggregat	1	St	150.000 €	150.000 €
Spitzenlastkessel 1,2 MW	1	St	40.000 €	40.000 €
Energiezentrale Bauwerk	375	m ³	125 €	46.875 €
Pufferspeicher 10 m ³	1	St	6.000 €	6.000 €
Anbindung Stromnetz	50	m	23 €	1.150 €
Summe				777.025 €

Es wurde von einem BHKW mit einer elektrischen Leistung von 208 kW_{el} ausgegangen. Der Aggregatspreis von 150.000 € wurde anhand einer in /ASU 01/ dargestellten Ausgleichsfunktion der Investitionskosten von BHKW-Anlagen über der installierten elektrischen Leistung abgeschätzt. Grundlage dieser Ausgleichsfunktion ist die Auswertung zahlreicher durchgeführter Projekte.

Der Richtpreis von 300 €/m Fernwärmeleitung gilt mit der Annahme, dass die Verlegung in Grünflächen stattfindet und keine Fahrbahnerneuerung stattfinden muss.

5.2 Vergleich auf Jahreskostenbasis

Wegen der stark unterschiedlichen Lebensdauern der einzelnen Anlagenkomponenten werden für den Wirtschaftlichkeitsvergleich die Jahreskosten der beiden betrachteten Varianten aus Sicht des Contractors/Wärmelieferanten berechnet.

Die resultierenden Jahreskosten des Contractors setzen sich neben der Annuität der Investition aus weiteren Komponenten zusammen. Zu nennen sind hierbei die Jahreskosten für Wartung und Instandhaltung der einzelnen Komponenten und die Kosten für den Gasbezug.

Dem gegenüber stehen Erlöse aus dem Wärmeverkauf und aus der Einspeisevergütung für den erzeugten Strom.

Die Erlöse nach KWKG sind zwar prinzipiell abhängig von der Grundvergütung des jeweiligen Netzbetreibers und damit in gewissen Grenzen verhandelbar, werden hier

jedoch als fixe Erlöse angesehen. Variabel in gewisser Bandbreite sind die erzielbaren Erlöse durch den Wärmeverkauf. Nach einer Erhebung der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme – AGFW – e.V. für das Jahr 2001 liegen die durchschnittlichen Netto-Fernwärmepreise auf Einfamilienhausniveau (Ausnutzungsdauer von 1.200 h/a bei einer installierten Leistung von 15 kW) bei 75 €/MWh inklusive Anschlusskosten /EUR 02/.

Die Annuität der Investition wurde als Summe der Annuitäten der einzelnen Komponenten berechnet. Dabei wurden für den Contractor eine Kapitalrücklaufzeit von 10 Jahren und ein Zinssatz von 6 % betrachtet. Für Komponenten mit längerer Lebensdauer wurden Restwerte gemäß linearer Abschreibung angesetzt. Mit einer Verkürzung des Betrachtungszeitraums steigen die jährlichen Annuitäten.

Für die Wartung und Instandhaltung der einzelnen Komponenten wurden gemäß /VDI 00/ prozentuale Werte der jeweiligen Investitionskosten angesetzt.

Bei der Ermittlung des Gaspreises wurde berücksichtigt, dass der Contractor seine Gasbeschaffung bündelt und in mehreren Siedlungsgebieten bzw. auch für Industriekunden aktiv ist. Es wurde nach /VIK 03/ der Tarif I₄₁ (250 Tage, 4.000 Vollbenutzungsstunden, 116,3 GWh/a) angesetzt, der zu einem durchschnittlichen Gaspreis von 2,13 Ct/kWh (Ho) führt. Bei einer durchschnittlichen Gasqualität (Umrechnungsfaktor Hu/Ho = 0,9) ergibt sich ein Preis von 2,37 Ct/kWh (Hu). Es handelt sich um einen Nettopreis inklusive aller sonstigen Abgaben mit Preisstand 01.01.2003. Beim Gaseinsatz in einer KWK-Anlage gelten die Regelungen nach dem Mineralölsteuergesetz, was zu einer Steuerbefreiung des Gaseinsatzes in Höhe von 5,5 €/MWh (Ho) führt. Umgerechnet auf den unteren Heizwert führt dies zu einem Gaspreis von 1,77 Ct/kWh (Hu).

Variante Brennstoffzellenanlagen mit Wärme-Contracting

Eine Übersicht über die Aufwendungen und Erlöse aus Sicht des Contractors bei einem fiktiven Fernwärmepreis von 75 €/MWh findet sich in **Tabelle 5-4**.

Tabelle 5-4: Jährliche Kosten- und Erlöse des Contractors bei gebäudebasierter Versorgung mit Wärme-Contracting

Position	Spezifische Kosten/Erlöse	Menge	Kosten/Erlöse
Investition			-153.276 €
Betriebskosten			-43.175 €
Gasbezug KWK	-0,018 €/kWh	3.329.837 kWh	-58.772 €
Stromverkauf an Netz	0,0842 €/kWh	612.843 kWh	51.601 €
Wärmeverkauf	0,075 €/kWh	1.822.512 kWh	136.688 €
Saldo			-66.933 €

Die Kosten für Wartung und Instandhaltung beinhalten u.a. die Kosten für die Ersatzbeschaffung (Stackwechsel nach 5 bzw. 6 Jahren). Für den Gaspreis wurde trotz des geringeren Bezugs als beim BHKW und der Abnahme im Niederdrucknetz dasselbe Niveau angenommen, weil einerseits von einer Bündelung von Abnahmestellen beim Contractor ausgegangen wird und in diesem Fall die Gasleitungen dem Contractor

gehören. Für die Erlöse aus dem Stromverkauf wurden die Daten aus Tabelle 4-7 verwendet.

Eine Wirtschaftlichkeit ist unter den oben beschriebenen Annahmen erst ab einem theoretischen Fernwärmepreis von ca. 112 €/MWh gegeben.

Dieser Fall ist selbst unter günstigsten Annahmen für den Contractor nicht wirtschaftlich darstellbar. Grund dafür sind die enormen Investitions- und auch Betriebskosten der einzelnen Anlagen, die zu Jahreskosten in mehr als doppelter Höhe gegenüber dem zentralen BHKW führen.

Bei den angenommenen Investitionskosten der BZA handelt es sich zudem um Zielgrößen, deren Erreichbarkeit noch nicht demonstriert ist, die aber entsprechend vorliegender Berechnungen noch deutlich unterschritten werden müssten, um gegenüber der siedlungszentralen Versorgung zu konkurrenzfähigen Wärmelieferpreisen zu gelangen.

Variante BHKW mit Wärme-Contracting

Eine Übersicht über die Aufwendungen und Erlöse aus Sicht des Contractors bei der siedlungszentralen Versorgung bei einem fiktiven Fernwärmepreis von 75 €/MWh findet sich in **Tabelle 5-5**.

Tabelle 5-5: Jährliche Kosten- und Erlöse des Contractors bei siedlungszentraler Versorgung

Position	Spezifische Kosten/Erlöse	Menge	Kosten/Erlöse
Investition			-71.518 €
Betriebskosten			-22.415 €
Gasbezug KWK	-0,018 €/kWh	3.265.000 kWh	-57.627 €
Gasbezug Zusatzkessel	-0,024 €/kWh	954.000 kWh	-22.610 €
Stromverkauf an Netz	0,0571 €/kWh	1.043.044 kWh	59.558 €
Wärmeverkauf	0,075 €/kWh	1.822.512 kWh	136.688 €
Saldo			22.076 €

Die resultierende spezifische Stromvergütung von 5,71 Ct/kWh setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen. Neben der momentanen Grundvergütung im Netzgebiet der LEW von 2,45 Ct/kWh sowie die vermiedene Netznutzung im MS-Netz der LEW von 0,86 Ct/kWh wurde hier für den gesamten Zeitraum der gesetzliche Aufschlag der Einspeisevergütung von 2,4 Ct/kWh angesetzt. Diese Annahme stellt wegen der nach derzeitiger Rechtslage degressiven Gestaltung der Einspeisevergütung eine Obergrenze für die Erlöse des Contractors dar. Sensitivitätsanalysen haben gezeigt, dass sich mit dem angesetzten Fernwärmepreis von 75 €/MWh auch bei deutlich geringeren Einspeisevergütungen ein positiver Saldo für den Contractor ergibt.

Diese Variante ist für den Contractor ab einem Fernwärmepreis von etwa 63 €/MWh wirtschaftlich darstellbar. Wesentlicher Sensitivitätsparameter ist der Gaspreis, der jedoch wiederum auch den erzielbaren Wärmelieferpreis mitbestimmt.

Es bleibt festzuhalten, dass durch die Regelungen des KWK-Gesetzes diese Form des Contractings in vielen Fällen dazu geeignet ist, die erzeugte Wärme zu einem wirtschaftlichen Preis anbieten zu können.

Fazit der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung:

Der Vergleich der KWK-basierten Nahwärmeversorgung in Siedlungen mit Brennstoffzellenanlagen als Form des Wärme-Contractings fällt deutlich zugunsten der Nahwärmeversorgung aus. Wesentlicher Grund hierfür sind die um rund 54 % höheren Kosten der gebäudebasierten Lösung und hier wiederum die Kosten der Brennstoffzellenanlagen. Erst bei einer deutlichen Reduktion der Investitionskosten könnte in dem hier untersuchten Fall mit marktüblichen Wärmepreisen ein wirtschaftlicher Betrieb realisiert werden.

Für die siedlungszentrale Variante spricht neben der Wirtschaftlichkeit vor allem die Vielzahl verfügbarer Techniken von der Mikrogasturbine über motorische BHKW bis hin zum Biomasse-Heizkraftwerk. Diese erlauben eine optimale Anpassung des Erzeugers an die Abnahmecharakteristik.

Wie bereits dargestellt, sind neben der hier untersuchten reinen Wärmelieferung bei vollständiger Vergütung des KWK-Stroms nach KWK-G weitere Fälle wie z.B. die direkte Belieferung der Endkunden mit KWK-Strom und damit die Befreiung von der Stromsteuer denkbar.

Unter den Annahmen, dass:

- der Contractor eine Komplettversorgung der Siedlung gewährleistet;
- der Strom aus den BZA zum Tarif des Fremdstrombezugs mit 12,62 Ct/kWh verrechnet wird;
- der Contractor die Befreiung von der Ökosteuer nicht an seine Kunden weitergibt;
- für den Strommehrbedarf, der vom Vorversorger aus dem allgemeinen Netz gedeckt wird, dem Contractor ein Preis von 11,4 Ct/kWh gewährt wird, der sich aus den Stromerzeugungskosten und den Netznutzungsgebühren des NS-Netzes berechnet und aufgrund der Lastgangcharakteristik und der Prognoseunsicherheit als untere Grenze zu betrachten ist;
- die überschüssige Strommenge dem Vorversorger gegen KWK-Vergütung abgenommen wird, wenn der Strombedarf der Siedlung unter der von der BZA bereitgestellten Leistung liegt und
- für die Nutzung des Niederspannungsnetzes zur Verteilung des KWK-Stroms innerhalb der Siedlung keine Entgelte angesetzt werden

erreicht die Brennstoffzellen-Variante keine Wirtschaftlichkeit. Der Saldo reduziert sich auf -40.750 €.

Die Sensitivitätsanalyse der relevanten Parameter bietet verschiedene Ansatzpunkte, um eine Wirtschaftlichkeit der Variante zu erreichen, die in **Tabelle 5-6** dargestellt sind.

Eine Variation der spezifischen Wärmeerlöse ist unrealistisch und führt auch erst ab einem Preis von unter 9,74 Ct/kWh_{th} zum wirtschaftlichen Betrieb. Dieser Wert liegt um ca. 30 % über dem Durchschnittswert der Wärmepreise.

Langfristig muss die Lebensdauer der Brennstoffzellenanlagen mit konventionellen BHKWs vergleichbar werden; hierzu kann mangels ausreichender Erfahrungen keine gesicherte Aussage getroffen werden. Setzt man für die Lebensdauer der Brennstoffzelle 15 Jahre an, reduziert sich die Annuität der Investitionen auf 138.793 €. Der Saldo der Variante belief sich auf -26.266 €, wodurch die Variante näher an die Wirtschaftlichkeit rückt.

Den maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben jedoch die Investitionskosten der Brennstoffzellenanlagen. Die in dieser Arbeit getroffenen Annahmen von 10.000 bzw. 15.000 € pro Gerät können nur dann zu einem wirtschaftlichen Betrieb führen, wenn diese Zielkosten auf ca. 70 % der angenommenen Werte reduziert werden.

Kombiniert man die beiden letztgenannten Kriterien und geht von einer Lebensdauer von 15 Jahren aus, müssten die Investitionskosten nur auf 78,5 % der Zielkosten reduziert werden. Diese Werte könnten Anlagenherstellern als Entwicklungsziele dienen.

Tabelle 5-6: Grenzwerte für wirtschaftlichen Betrieb

Kriterium	(Grenz-)Wert	Kommentar
Wärmepreis	9,74 Ct/kWh _{th}	marktunüblich, liegt um 30 % über dem Durchschnittswert, keine Vergleichbarkeit mit anderen Varianten möglich
Lebensdauer	15 Jahre	ist bisher nicht nachgewiesen, auch damit ist keine Wirtschaftlichkeit der Variante möglich
Investitionskosten	Reduktion auf 70 % der Zielkosten	scheint aus heutiger Sicht nicht realistisch, muss durch Anlagenhersteller geprüft werden
Lebensdauer und Investitionskosten	15 Jahre und Reduktion auf 78,5 % der Zielkosten	Werte könnten Anlagenherstellern als Entwicklungsziele dienen

6 Literatur

- ARN 02 Arndt, U., Köhler, D., Krammer, Th., Mühlbacher, H.: Das Virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerk – Technische und energiewirtschaftliche Bewertung; wiba-Perspektivenstudie 3, Koordinationsstelle der Wasserstoff-Initiative Bayern, München, März 2002
- ASU 01 Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: BHKW-Kenndaten 2001; Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, Kaiserslautern
- EUR 02 Schmitz, K.: Fernwärme-Preisvergleich 2001; AGFW e.V., in Euroheat & Power, S. 27 – 32, 31. Jg (2002), Heft 5
- FHK 01 Gekeler, M. W.: Power Electronics – Leistungselektronik für Elektrische Antriebe und Solar-Wechselrichter; fhk forum – Forschungsmagazin der Fachhochschule Konstanz, 2001
- HAN 98 Handke, J.; Handsschin, E.: Technische und wirtschaftliche Aspekte zum Einsatz von Brennstoffzellen in der Gebäudeversorgung; VDI Berichte 1383, Düsseldorf, VDI Verlag 1998
- KRA 01 Krammer, Th.: Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung – Instrumentarien zur Potenzialanalyse; Dissertation, E&M Verlag Herrsching, 2001
- MAH 00 Mahlendorf, F., Roes, J.: Grundlagen der Brennstoffzellentechnologie; Beitrag auf dem 7. Fachforum Brennstoffzellen (17./18.10.2000), Ostbayerisches Technologie Transfer Institut e.V., Würzburg 2000
- MUE 02 Mühlbacher, H.; Arndt, U.; Schwärzer, M.; Geiger, B.: Verbundprojekt ISOTEG – Wärmeerzeuger für die Raumheizung und Warmwasserbereitung; Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. im Auftrag der Bayerischen Forschungstiftung in Zusammenarbeit mit dem Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München und dem ZAE Bayern e.V., München, 2002
- PHO 03 Magazin Photon: Darf's ein bisschen mehr sein? – Marktübersicht Wechselrichter: Steigerung von Wirkungsgrad und Leistung; Ausgabe März 2003
- SMA 00 SMA Regelsysteme GmbH: Sunny Boy – Info; Mit Multi-String in das neue Jahrtausend, www.sma.de, Niestetal, 2000
- VDE 98 VDEW-Materialien: Parallelbetrieb mit dem Niederspannungsnetz (M-09/98)
- VDI 00 Verein Deutscher Ingenieure, VDI-Richtlinie 2067, Blatt 1, VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung, Düsseldorf, 2000
- VIK 03 VIK-Mitteilungen 4-2003: Strom- und Erdgaspreise in der EU im Vergleich; VIK Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Energieberatung GmbH, August 2003

Anhang A: Netzgebiete

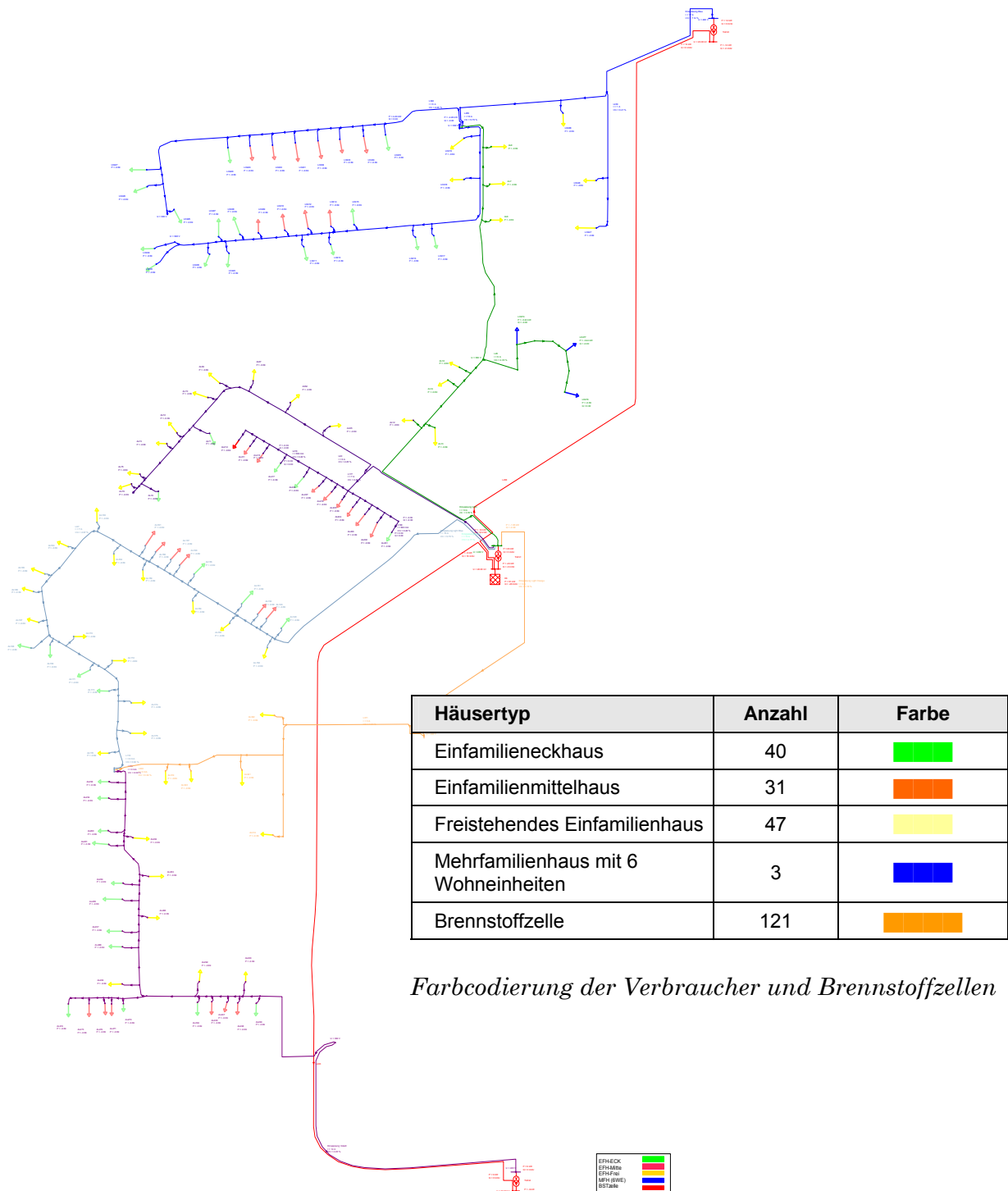


Bild A-1: Gesamtnetz ohne Brennstoffzellen

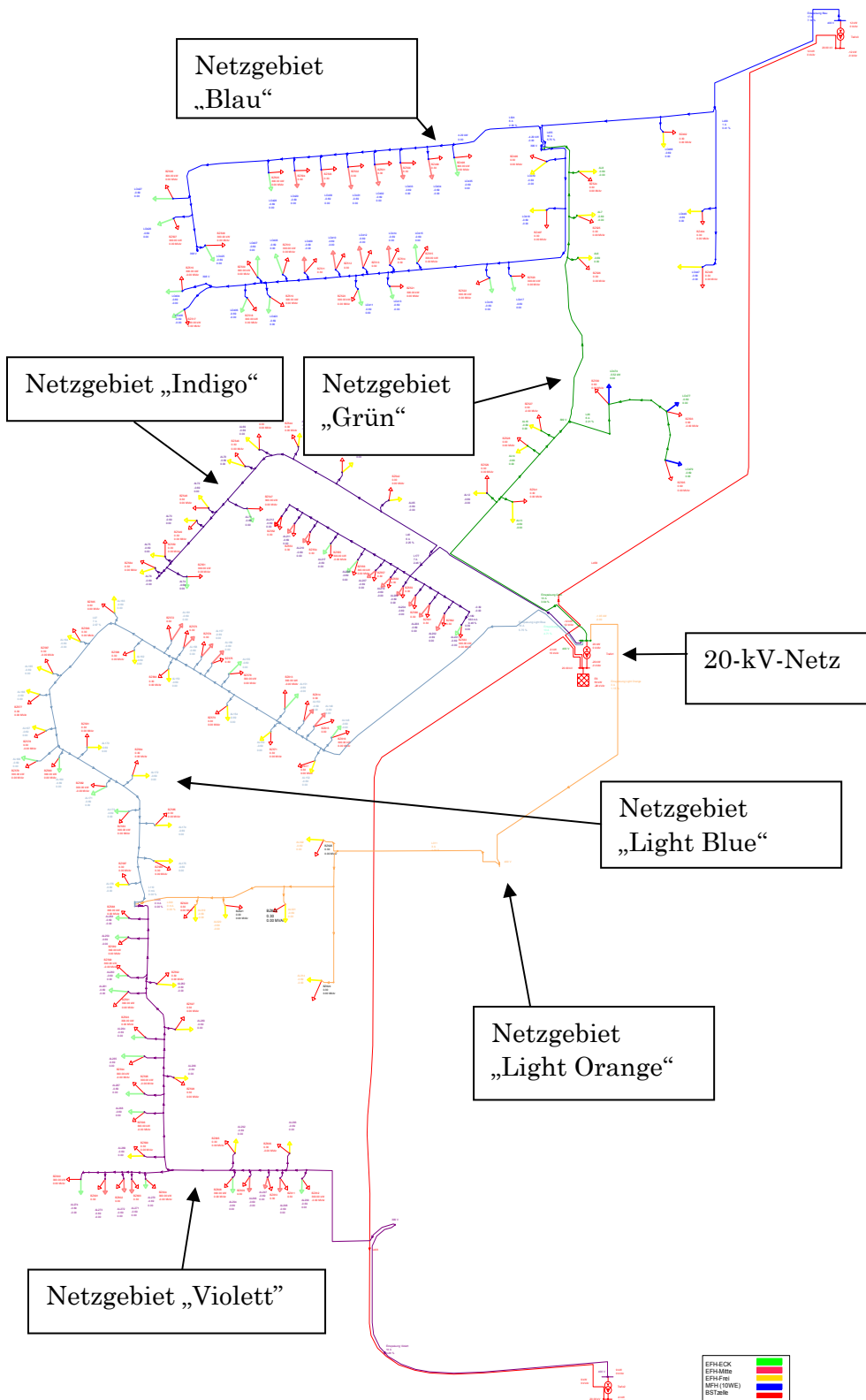


Bild A-2: Gesamtnetz mit Brennstoffzellen

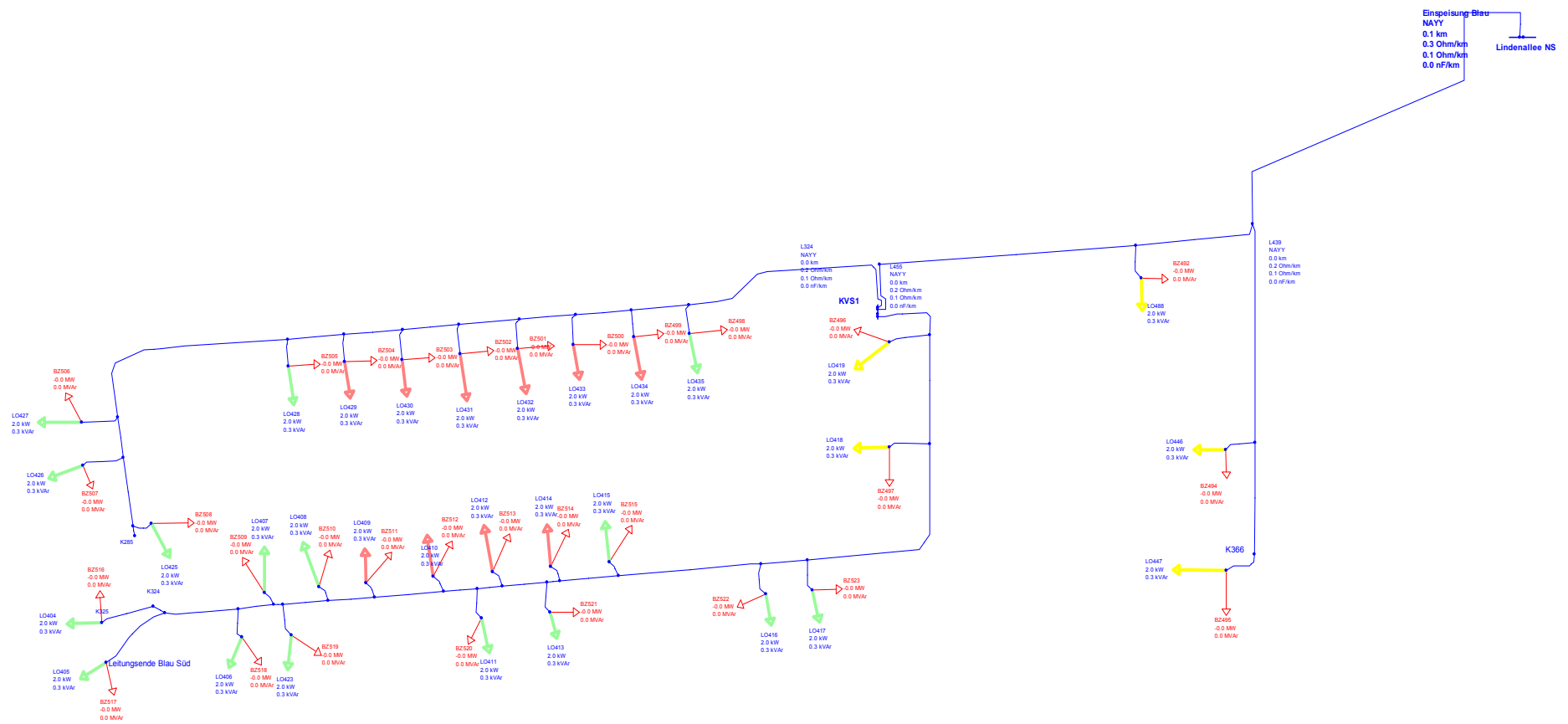


Bild A-3: Netzgebiet „Blau“

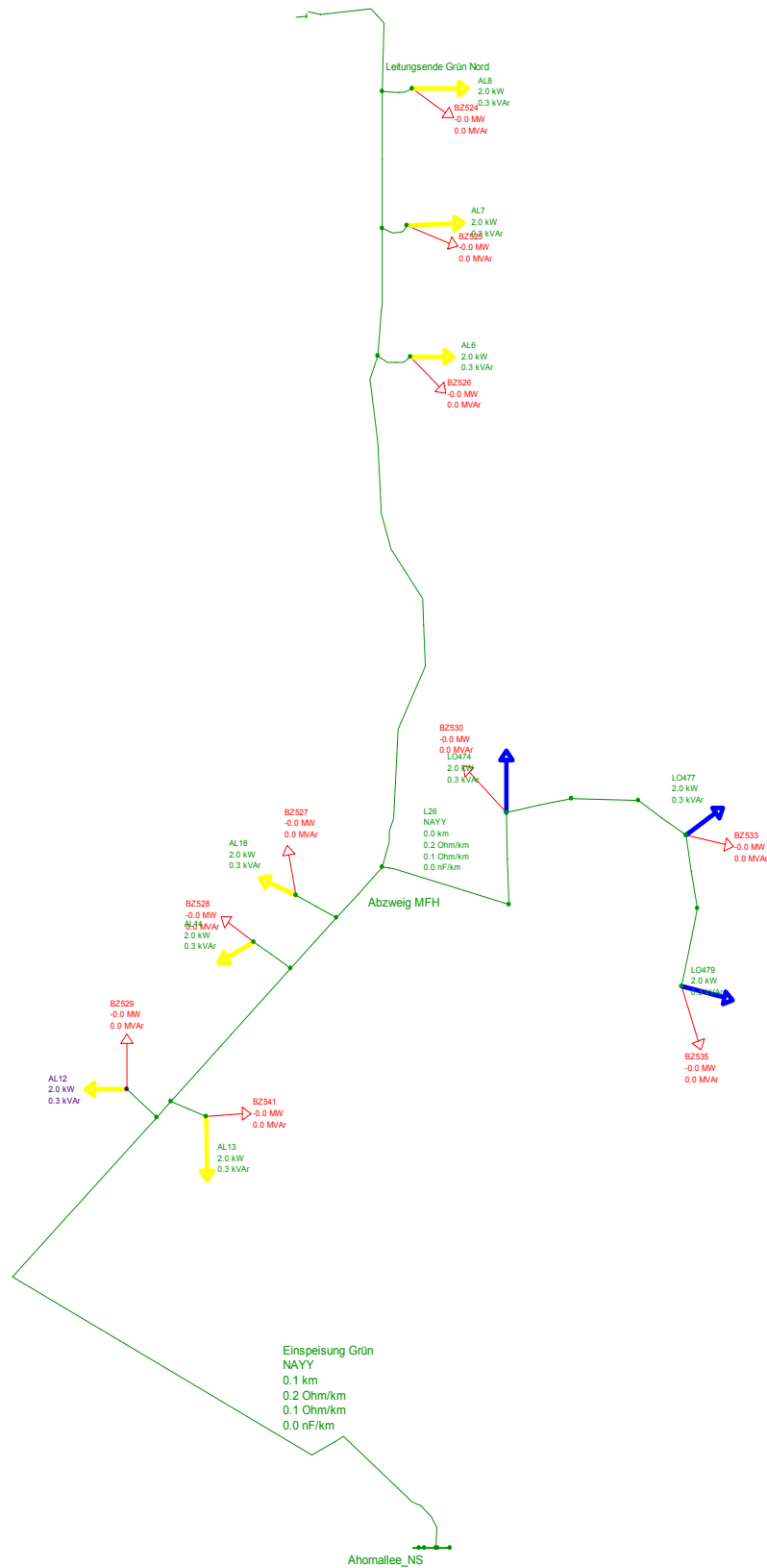


Bild A-4: Netzgebiet „Grün“

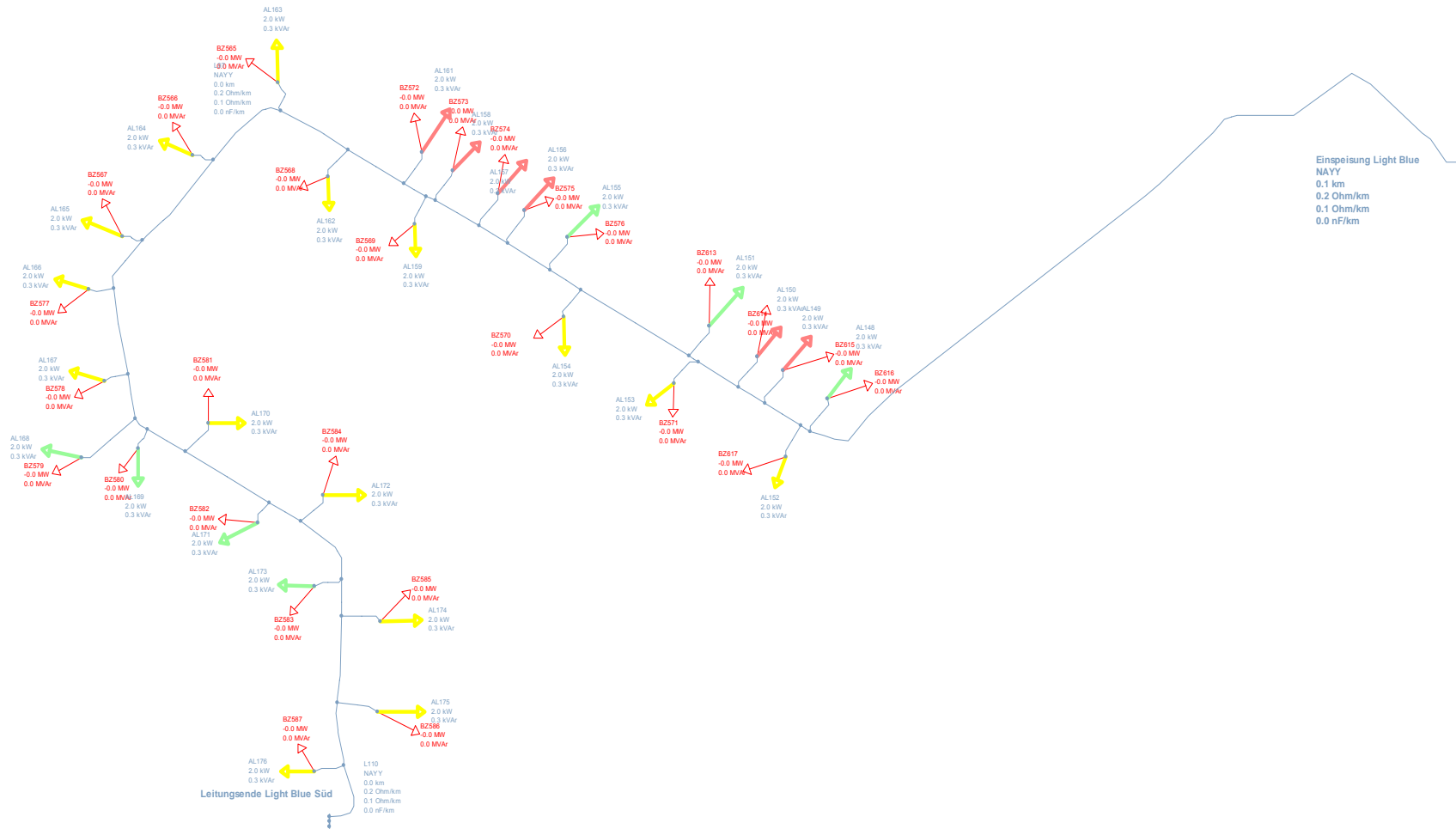


Bild A-6: Netzgebiet „Light Blue“

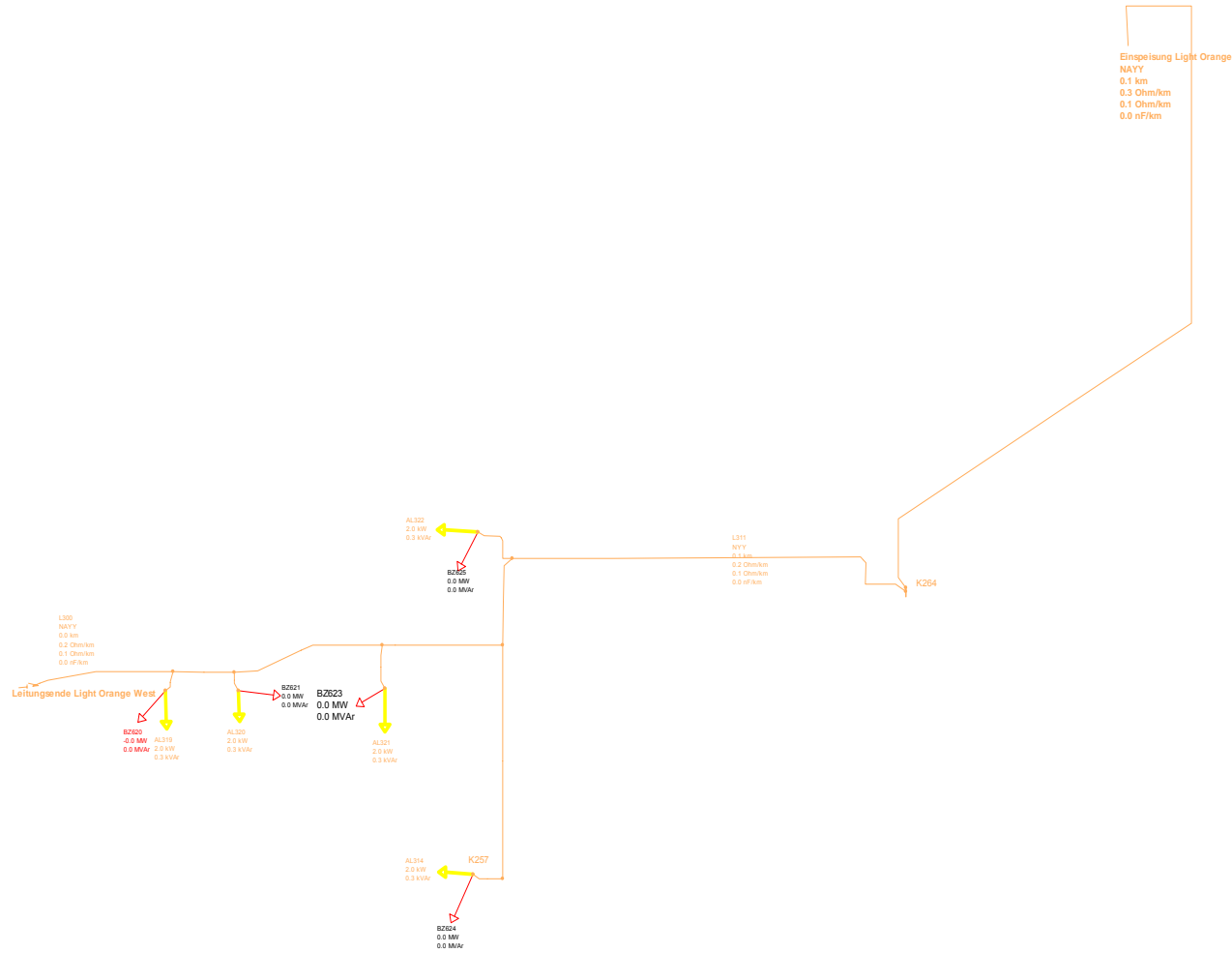


Bild A-7: Netzgebiet „Light Orange“

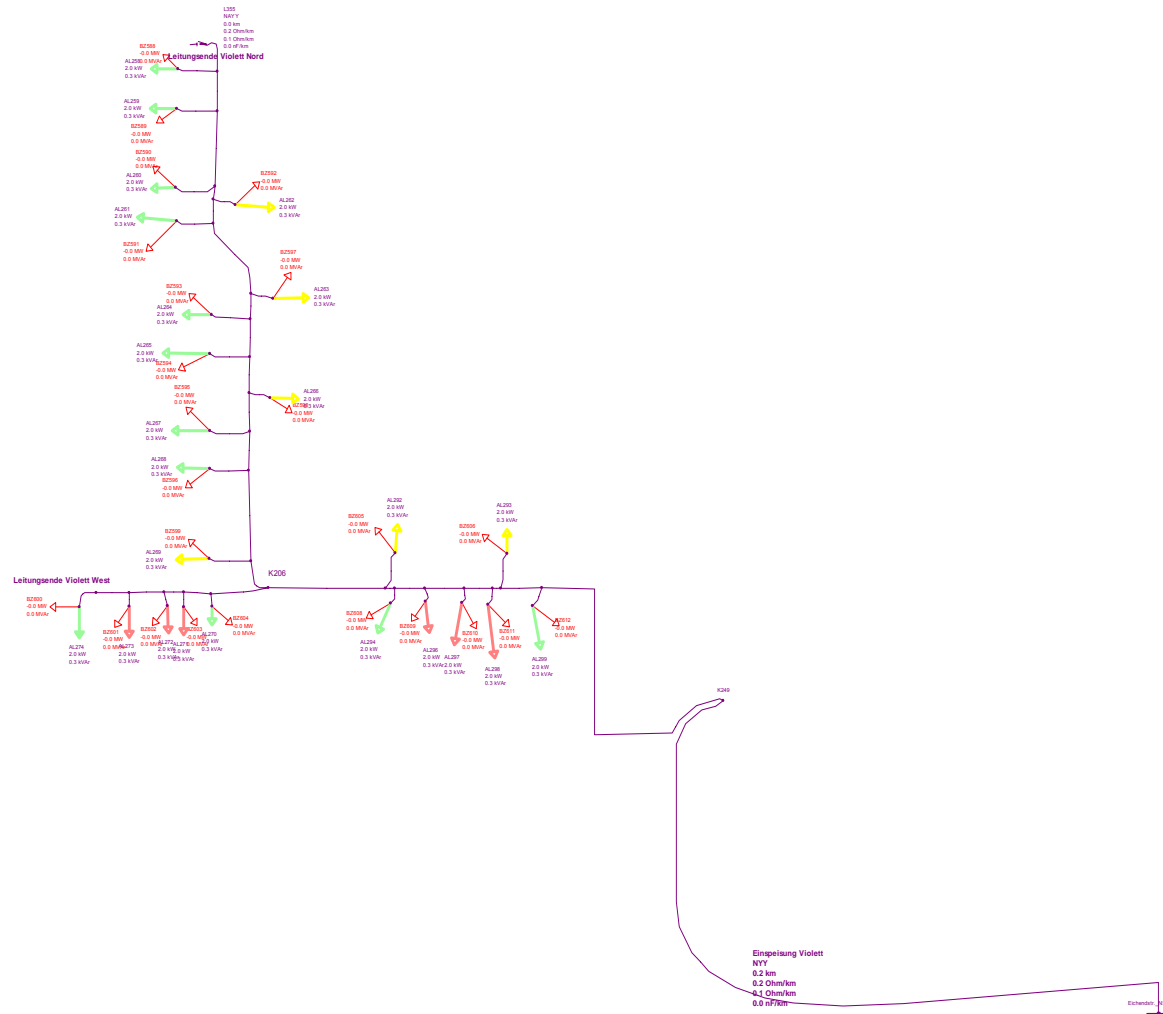


Bild A-8: Netzgebiet „Violett“

Anhang B: Ganglinien

Folgende Ganglinien fanden Verwendung:

Tabelle B-1: Ganglinien der Verbraucher

Mehrfamilienhaus	Einfamilienhaus
MFH (6WE) Sommer Samstag	EFH Sommer Samstag
MFH (6WE) Sommer Sonntag	EFH Sommer Sonntag
MFH (6WE) Übergang Wochentag	EFH Sommer Woche
MFH (6WE) Übergang Samstag	EFH Übergang Samstag
MFH (6WE) Übergang Sonntag	EFH Übergang Sonntag
MFH (6WE) Sommer Woche	EFH Übergang Woche
MFH (6WE) Winter Samstag	EFH Winter Samstag
MFH (6WE) Winter Sonntag	EFH Winter Sonntag
MFH (6WE) Winter Woche	EFH Winter Woche

Tabelle B-2: Ganglinien der Brennstoffzellen

Mehrfamilienhaus	Einfamilienhaus
BZ MFH (6WE) Sommer Samstag	BZ SoSa EFH Ecke Sommer Samstag
BZ MFH (6WE) Sommer Sonntag	BZ SoSa EFH Frei Sommer Samstag
BZ MFH (6WE) Sommer Wochentag	BZ SoSa EFH Mitte Sommer Samstag
BZ MFH (6WE) Übergang Samstag	BZ SoSo EFH Ecke Sommer Sonntag
BZ MFH (6WE) Übergang Sonntag	BZ SoSo EFH Frei Sommer Sonntag
BZ MFH (6WE) Übergang Wochentag	BZ SoSo EFH Mitte Sommer Sonntag
BZ MFH (6WE) Winter Samstag	BZ SoWo EFH Ecke Sommer Wochentag
BZ MFH (6WE) Winter Sonntag	BZ SoWo EFH Frei Sommer Wochentag
BZ MFH (6WE) Winter Wochentag	BZ SoWo EFH Mitte Sommer Wochentag
	BZ UbSa EFH Ecke Übergang Samstag
	BZ ÜbSa EFH Frei Übergang Samstag
	BZ ÜbSa EFH Mitte Übergang Samstag
	BZ ÜbSo EFH Ecke Übergang Sonntag
	BZ ÜbSo EFH Mitte Übergang Sonntag
	BZ ÜbSoE FH Frei Übergang Sonntag
	BZ ÜbWo EFH Ecke Übergang Wochentag
	BZ ÜbWo EFH Frei Übergang Wochentag
	BZ ÜbWo EFH Mitte Übergang Wochentag
	BZ WiSa EFH Ecke Winter Samstag
	BZ WiSa EFH Frei Winter Samstag
	BZ WiSa EFH Mitte Winter Samstag
	BZ WiSo EFH Ecke Winter Sonntag
	BZ WiSo EFH Frei Winter Sonntag
	BZ WiSo EFH Mitte Winter Sonntag
	BZ WiWo EFH Ecke Winter Wochentag
	BZ WiWo EFH Frei Winter Wochentag
	BZ WiWo EFH Mitte Winter Wochentag

Im Folgenden sind die einzelnen Ganglinien grafisch dargestellt: Die Kurve ALxyz (Allgemeine Last nr. xyz z.B. AL65) zeigt den Verlauf der Verbraucherganglinie aus Tabelle B-1 in dunkelblau. Die Kurve BZxyz (Brennstoffzelle Nr. xyz z.B. BZ542) zeigt den Verlauf der Brennstoffzellenerzeugung (Tabelle B-2) in rot. Die resultierende Summe ist in gelb dargestellt. Negative Werte stehen für Verbrauch, positive für Einspeisung in das NS-Netz

